Legislative Assembly of Ontario

Assemblée législative de l'Ontario

STANDING COMMITTEE ON GOVERNMENT AGENCIES

REPORT ON AGENCIES, BOARDS AND COMMISSIONS

ONTARIO POWER GENERATION INC.

2nd Session, 39th Parliament
59 Elizabeth II

Library and Archives Canada Cataloguing in Publication Data

Ontario. Legislative Assembly. Standing Committee on Government Agencies
Report on agencies, boards and commissions : Ontario Power Generation Inc.

Text in English and French on inverted pages.
Title on added t.p.: Rapport sur les organismes, conseils et commissions : Ontario Power Generation Inc.
Includes bibliographical references.
Also available on the Internet.
ISBN 978-1-4435-4429-0

1. Ontario Power Generation—Auditing. 2. Electric utilities—Ontario. 3. Electric power distribution—Ontario. I. Title. II. Title: Rapport sur les organismes, conseils et commissions : Ontario Power Generation Inc.

HD9685 C3 O56 2010 354.4'9243909713 C2010-964036-5E

Legislative Assembly of Ontario

Assemblée législative de l'Ontario

The Honourable Steve Peters, MPP
Speaker of the Legislative Assembly

Sir,

Your Standing Committee on Government Agencies has the honour to present its Report and commends it to the House.

Ernie Hardeman, MPP
Chair

Queen's Park
September 2010

STANDING COMMITTEE ON GOVERNMENT AGENCIES

MEMBERSHIP LIST

2nd Session, 39th Parliament
(as of March 9, 2010)

ERNIE HARDEMAN
Chair

LISA MACLEOD
Vice-Chair

LAURA ALBANESE

DONNA H. CANSFIELD

HOWARD HAMPTON

JIM WILSON

MICHAEL A. BROWN

M. AILEEN CARROLL

LEEANNA PENDERGAST

Douglas Arnott
Clerk of the Committee

Larry Johnston
Research Officer

STANDING COMMITTEE ON GOVERNMENT AGENCIES

MEMBERSHIP LIST

1st Session, 39th Parliament
(as of December 12, 2007)

JULIA MUNRO
Chair

LISA MACLEOD
Vice-Chair

MICHAEL A. BROWN

FRANCE GÉLINAS

DAVID RAMSAY

MARIA VAN BOMMEL

KEVIN DANIEL FLYNN

RANDY HILLIER

LIZ SANDALS

Douglas Arnott
Clerk of the Committee

Larry Johnston
Research Officer

STANDING COMMITTEE ON GOVERNMENT AGENCIES

LIST OF CHANGES TO COMMITTEE MEMBERSHIP

KEVIN DANIEL FLYNN was replaced by LOU RINALDI on February 19, 2009.

RANDY HILLIER was replaced by GERRY MARTINIUK on March 25, 2009.

FRANCE GÉLINAS was replaced by HOWARD HAMPTON on April 9, 2009.

MARIA VAN BOMMEL was replaced by RICK JOHNSON on April 9, 2009.

LOU RINALDI was replaced by LAURA ALBANESE on September 15, 2009.

JULIA MUNRO was replaced by ERNIE HARDEMAN on September 15, 2009.

DAVID RAMSAY was replaced by YASIR NAQVI on September 15, 2009.

LIZ SANDALS was replaced by LEEANNA PENDERGAST on September 15, 2009.

GERRY MARTINIUK was replaced by JIM WILSON on September 15, 2009.

RICK JOHNSON was replaced by DONNA H. CANSFIELD on March 9, 2010.

YASIR NAQVI was replaced by M. AILEEN CARROLL on March 9, 2010.

LIST OF TEMPORARY SUBSTITUTIONS

DAVE LEVAC — REZA MORIDI

LIZ SANDALS — PETER TABUNS

MARIA VAN BOMMEL — JOHN YAKABUSKI

CONTENTS

INTRODUCTION 1

CONTEXT 2
- Background 2
  - Restructuring Ontario's Electricity Markets 2
  - Pickering A Review Panel 3
  - The OPG Review Committee 3
- Energy Supply and Demand 4
  - Electricity Conservation and Supply Task Force (2003) 4
  - The Electricity Restructuring Act, 2004 5
  - OPA Supply Mix Advice (2005) 5
  - Ministerial Directive: Integrated Power System Plan (2006) 6
  - Ministerial Directive: Green Energy (2008) 7

ONTARIO POWER GENERATION 8
- Mandate 8
  - Responsibilities under MOU 8
  - Shareholder Directives / Declarations 9
  - Generating Assets 10
- Electricity Prices 11
- Financial Information 13
  - Credit Rating 13
  - Financial Statements 13
  - Forecast 13
- Structure and Organization 15

DISCUSSION AND RECOMMENDATIONS 15
- Ontario Power Generation Management 15
- Ontario's Changing Energy Market 16
- Asset Management 19
  - Nuclear 19
  - Hydroelectric 23
  - Fossil-Fuelled 27
  - Biomass (maximizing asset value) 30
- OPG and Ontario's First Nations 33
- Future Directions for OPG 36
  - Natural Gas 36
  - Nuclear New-build 38
  - Renewable Energy 39

APPENDIX A
- Dissenting Opinion of the Progressive Conservative Members of the Committee

INTRODUCTION

Under Standing Order 108(f) the Standing Committee on Government Agencies is given the mandate to review the operation of all agencies, boards and commissions (ABCs) to which the Lieutenant Governor in Council makes some or all of the appointments, and all corporations to which the Crown in right of Ontario is a majority shareholder. The Committee is empowered to make recommendations on such matters as the redundancy of ABCs, their accountability, whether they should be sunsetted and whether their mandate and roles should be revised.

In accordance with its terms of reference, the Committee reviewed Ontario Power Generation on September 9, 2009.

Appearing before the Committee from Ontario Power Generation (OPG) were Mr. Jake Epp, Chair; Mr. Tom Mitchell, President and CEO; Mr. Donn Hannbridge, Senior Vice-President and Chief Financial Officer; and Mr. William Sheffield, Member of the Board of Directors and Chair, Compensation and Human Resources Committee.

Five presentations were made by stakeholders. The Society of Energy Professionals was represented by Mr. Rod Sheppard, President, and Mr. Joe Fierro, a senior Society official at OPG. The Town of Atikokan was represented by Mayor Dennis Brown. The Organization of CANDU industries was represented by Neil Alexander, President. The Canadian Gas Association was represented by Carol Cameron, Account Manager, Business Development, Union Gas Limited, and Edith Chin, Enbridge Gas Distribution. The Lac Seul First nation was represented by Chief Clifford Bull, and Mr. Chris Angeconeb.

The Committee wishes to express its appreciation to all the witnesses who appeared before it during its public hearings on this agency. For the full presentations that witnesses made, readers should consult the *Hansard* transcripts and the written submissions.

This report presents the Committee's findings on OPG. The Committee urges the Minister to give serious and thoughtful consideration to the Committee's observations.

CONTEXT

Under the *Energy Competition Act, 1998,* Ontario Power Generation (OPG) was created as one of the five successor companies to Ontario Hydro, commencing operations on April 1, 1999. Today, OPG owns one of the largest, low cost and low emission portfolios of power generating assets in North America. A non-classified agency, OPG is incorporated under the *Business Corporations Act* and operates under the terms of Part IV.1 of the *Electricity Act, 1998*. OPG reports to the Minister of Energy, who represents the Province as the Corporation's sole shareholder.

Background

In the 1990s, Ontario Hydro was a vertically-integrated monopoly dominating the generation and transmission of electricity in the province and playing a pivotal role in its distribution. Several factors, including cost overruns in the construction of nuclear facilities, left Ontario Hydro increasingly burdened with debt.[1]

Restructuring Ontario's Electricity Markets

A 1997 government policy paper entitled *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario*, adopted the basic premise of the 1996 Macdonald Report[2] that Ontario Hydro's monopoly should be replaced by a competitive electricity market.[3]

The Energy Competition Act, 1998

Providing a framework for competitive markets, the *Energy Competition Act, 1998* (the Act, passed in October 1998), reflected elements of *Direction for Change,* including the break-up of Ontario Hydro and the separation of potentially competitive components of the system (generation and retail services) from what were regarded as more inherently monopolistic parts (transmission and distribution). The Act also established the Independent Electricity Market Operator (IEMO) and implemented open access to transmission and distribution facilities.[4]

---

[1] By 1996, the debt-to-equity ratio had reached 85%.

[2] Ontario, Ministry of Environment and Energy, *A Framework for Competition—The Report of the Advisory Committee on Competition in Ontario's Electricity System of the Ontario Ministry of Environment and Energy* (Toronto: The Ministry, 1996).

[3] Ontario, Ministry of Energy, Science and Technology, *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (Toronto: The Ministry, 1997), p. viii.

[4] Bill 100, the *Electricity Restructuring Act, 2004*, renamed this agency the Independent Electricity System Operator (IESO).

OPG was created to own and operate the electricity generating assets of Ontario Hydro. The Act also established the Market Power Mitigation Agreement (MPMA). Designed to prevent OPG from exploiting its dominant market position, the MPMA imposed a short-term revenue cap, used to provide electricity customers with rebates, and required OPG to reduce its capacity to 35% of Ontario supply over the next decade, a requirement later abandoned.

Pickering A Review Panel

In September 2003, Pickering A (nuclear generating) Unit 4 was returned to service two years late and at a cost ($1.25 billion) almost triple what OPG's board had approved ($457 million) in 1999. In December 2003, the Pickering A Review Panel, which investigated the cost overrun and delay, reported that

> the delay in the return to service of Pickering A has adversely affected Ontario's electricity sector and pushed up prices for residential and business consumers. . . . [F]aith has been compromised in the affordability and certainty of the supply of electricity vital to Ontario's citizens and businesses. . . . [U]ltimate responsibility must lie with the OPG Board and senior management and how they exercised their oversight responsibilities.[5]

Subsequently, the government accepted the resignations of OPG's top three officials and the entire OPG board.

The OPG Review Committee

Also in December 2003, the government created the OPG Review Committee to advise on the future role and structure of OPG and the potential for refurbishing Pickering A Units 1, 2 and 3. In March 2004, the Committee recommended that

- OPG focus on its major operating assets—nuclear, hydroelectric, and fossil fuel—exiting non-core businesses such as wind-power, solar, biomass and small hydro projects;
- the Ontario Energy Board (OEB) independently approve the rates at which the output of each OPG generating division is sold;
- OPG be divided internally into two principal operating divisions, the nuclear division and the hydro/fossil division;

---

[5] Ontario, *Report of the Pickering A Review Panel* (Toronto: The Panel, 2003), p. 1.

- board members be compensated in line with remuneration paid to members of boards of comparable private sector entities;
- instructions or similar directives by the shareholder to OPG be in writing and given as a matter of public record; and
- OPG proceed with the project to return Pickering A Unit 1 to service and wait for clear evidence of success before proceeding with further work on Unit 2 or 3.[6]

The report recommended Ontario begin planning to supplement and eventually replace its existing nuclear assets with new nuclear technology, in order to provide more cost-effective baseload generation than natural gas-fired generation.[7]

Energy Supply and Demand

A number of reports and plans addressing the province's future energy requirements and how to meet them have had obvious implications for OPG.

Electricity Conservation and Supply Task Force (2003)

The Electricity Conservation and Supply Task Force was established in June 2003 to develop an action plan for attracting new generation, promoting conservation, and enhancing the reliability of the transmission grid. Reporting in January 2004, the Task Force predicted a looming energy supply shortfall, and recommended

- creating a "conservation culture", emphasizing education and improved co-ordination among energy providers;
- developing a diverse supply mix;
- keeping coal-fired plants in operation until adequate replacement generation and demand reduction measures are in place; and

---

[6] OPG Review Committee, *Transforming Ontario's Power Generation Company: Recommendations*, March 2004. Internet site at http://www.mei.gov.on.ca/en/pdf/electricity/opg/Recommendations.pdf, accessed
March 2, 2010.

[7] OPG Review Committee, *Transforming Ontario's Power Generation Company*, pp. 19-20. Baseload capacity is used to serve a relatively constant level of customer demand. Typically, baseload units operate whenever available. Peak capacity, on the other hand, is intended to operate intermittently, providing power during maximum load peaks. Nuclear and large hydroelectric facilities are relied on for baseload generation.

- restricting OPG to being an investor of last resort in any contracting for new "green-field" generation.[8]

The Electricity Restructuring Act, 2004

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004* received Royal Assent. The purposes of the Act were to promote the expansion of electricity supply and capacity, facilitate load management and electricity demand management, encourage electricity conservation and efficiency, and regulate prices in parts of the electricity sector.

The Act created a new regulatory body, the Ontario Power Authority (OPA), with a mandate to ensure the adequate medium- and long-term supply of electricity in Ontario. The OPA is also responsible for the Conservation Bureau and the Chief Energy Conservation Officer, which provide leadership in the planning and co-ordination of electricity conservation and load management in Ontario

OPA Supply Mix Advice (2005)

In December 2005, at the request of the Minister of Energy, the OPA issued its *Supply Mix Advice* report for the next 20 years.[9] The OPA forecast that

- Ontario's demand for electricity would increase at the rate of approximately 0.9% per year;
- the province would have an adequate power supply until the year 2014, so long as current procurement initiatives materialized and conservation and demand management (CDM) measures were successful;
- a gap between supply and demand would develop after 2014; and
- by 2025, the province would be required to replace, refurbish, or displace through conservation approximately 10,000 megawatts (MW) of energy.

---

[8] Electricity Conservation and Supply Task Force, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs,* Final Report to the Minister, January 2004. Internet site at http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/electricity/?page=reports-ECTF, accessed March 2, 2010.

[9] Ontario Power Authority, *Supply Mix Advice Report,* Vol. 1, December 2005. Internet site at http://www.powerauthority.on.ca/Report_Static/1139.htm, accessed March 2, 2010. See also, Ontario Power Authority, "Supply Mix Summary," December 2005. Internet site at http://www.powerauthority.on.ca/Storage/18/1338_Part_1-1_Supply_Mix_Summary.pdf, accessed March 2, 2010.

On that basis, the OPA made the following observations and recommendations:

- Energy efficiency and demand reduction measures could provide 1,800 to 4,300 MW of supply – 1,800 MW being the "reasonable and prudent assumption."
- Renewable sources should provide an additional 7,800 MW of energy by 2025 (i.e., an additional 6,700 MW to procurements then under way). Hydroelectric power, included in the total for renewables, should contribute 1,350 MW beyond existing procurements and wind generation 3,600 MW beyond procurements under way, with imports, biomass, and solar generation contributing up to 1,250 MW, 500 MW, and 40 MW, respectively.
- Natural-gas fired generation should provide only an additional 1,500 MW of capacity (i.e., to what was contemplated by existing procurement directives), "because . . . it [natural gas] presents risk across all three dimensions of cost, environmental impact and financial risk."
- Nuclear generation should contribute between 12,900 and 15,900 MW of capacity by 2025, a target that would require additional refurbishments and "new-build" capacity.
- The replacement of coal-fired generation should continue to be monitored closely, with reliability serving as the first principle of any replacement plan.

In November 2006, the OPA reported that Ontario would experience supply shortages if coal-fired generating facilities were shut down before 2011. It recommended keeping Nanticoke Generating Station (GS) in service until at least 2014.[10]

Ministerial Directive: Integrated Power System Plan (2006)

In June 2006, the government directed the OPA to develop an Integrated Power System Plan (IPSP) revised to meet the following goals:

---

[10] Ontario Power Authority, *Ontario's Integrated Power System Plan: Discussion Paper 7, Integrating the Elements—A Preliminary Plan*, November 2006. Internet site at http://www.powerauthority.on.ca/ipsp/Storage/32/2734_DP7_IntegratingTheElements.pdf, accessed March 2, 2010.

- total peak demand reduction through conservation measures of 6,300 MW by 2025, with interim targets of 1,350 MW in 2007, and 2,700 MW by 2010;
- new renewable capacity (hydroelectric, wind, solar and biomass) of 2,700 MW by 2010 and 15,700 MW by 2025;
- a nuclear baseload capacity of 14,000 MW over the period of the plan; [11]
- sufficient capacity for high-efficiency and high-value gas-fired generation for peak periods; and
- a phase-out of coal-fired generation at the earliest opportunity consistent with maintaining adequate system capacity and reliability.

Ministerial Directive: Green Energy (2008)

In September 2008, the government directed the OPA to revise its IPSP to reflect an enhanced commitment to green energy. Specifically, the OPA was asked to review the following:

- the amount and diversity of renewably energy sources;
- accelerating the achievement of stated conservation targets;
- the improvement of transmission capacity in northern Ontario and other parts of the province in order to enhance development of new renewable sources;
- the potential of converting coal-fired assets to biomass fuels;
- the availability of distributed generation; and
- the potential for pumped storage to contribute to the energy supply at peak times.[12]

In a March 2009 letter, the OPA advised the OEB that it would be revising its IPSP during the summer in response to the passage of the *Green Energy Act, 2009* (Bill 150).

---

[11] The total of 14,000 MW is slightly more than the capacity of all Ontario's existing nuclear units, including those not currently in production (Bruce G1 and G2) and/or taken out of production (Pickering A G2 and G3).

[12] Ministry of Energy and Infrastructure, "Energy Plan to Strengthen Green Ontario," *Press Release*, September 18, 2008. "Orange zones" are those areas in the province where the transmission lines have no capacity to accept new generation.

ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation purchased the generation assets of Ontario Hydro and commenced operations on April 1, 1999.

Mandate

Section 53.1(1) of the *Electricity Act, 1998* states that the objects of Ontario Power Generation "include, in addition to any other objects, owning and operating generation facilities."

The Board has responsibilities and powers under several Ontario statutes, including the *Ontario Energy Board Act, 1998*, the *Environmental Assessment Act,* the *Ontario Water Resources Act,* and the *Environmental Protection Act*, as well as under federal laws, including the *Nuclear Fuel Waste Act* and the *Nuclear Safety and Control Act*. The IESO's Market Rules also apply to OPG's operations.

Responsibilities under MOU

OPG falls under the authority of the Minister of Energy. A Memorandum of Understanding (MOU), dated 2005, sets out OPG's responsibilities to the province as follows:

- OPG's core mandate is electricity generation. It will operate its existing nuclear, hydroelectric, and fossil generating assets as efficiently and cost-effectively as possible, within the legislative and regulatory framework. . . . OPG will operate these assets in a manner that mitigates the Province's financial and operational risk.
- OPG's key nuclear objective will be the reduction of the risk exposure to the Province arising from its investment in nuclear generating stations in general and, in particular, the refurbishment of older units. OPG will continue to operate with a high degree of vigilance regarding nuclear safety.
- OPG will seek continuous improvement in its nuclear generation business and internal services. . . . OPG's top operational priority will be to improve the operation of its existing nuclear fleet.
- With respect to investment in new generation capacity, OPG's priority will be hydro-electric generation capacity. . . . This will include expansion and redevelopment on its existing sites as

well as the pursuit of new projects where feasible. These investments will be taken by OPG through partnerships or on its own, as appropriate.

- OPG will not pursue investment in non-hydro-electric renewable generation projects unless specifically directed to do so by the Shareholder.
- OPG will continue to operate its fossil fleet, including coal plants, according to normal commercial principles taking into account the Government's coal replacement policy and recognizing the role that fossil plants play in the Ontario electricity market, until government regulation and/or unanimous shareholder declarations require the closure of coal stations.
- OPG will operate in Ontario in accordance with the highest corporate standards, including but not limited to the areas of corporate governance, social responsibility and corporate citizenship.
- OPG will operate in Ontario in accordance with the highest corporate standards for environmental stewardship.

Shareholder Directives / Declarations

The MOU also states that the shareholder may direct OPG to undertake special initiatives, issued in the form of written declarations. In testimony before the Committee in February 2007, then OPG president and CEO Jim Hankinson explained that written directions (or declarations) are necessary when the shareholder desires OPG to undertake a project or course of action that is not in "the best commercial interests of OPG."[13] Declarations have been issued to date pertaining to the following matters:

- conversion of Thunder Bay Generating Station from coal to natural gas fuel (October 6, 2005);
- amendment of the Lease Agreement and Used Fuel Agreement between OPG and Bruce Power (October 14, 2005);
- expansion of four hydroelectric generating stations on the Lower Mattagami River (May 23, 2006);

[13] Standing Committee on Government Agencies, *Hansard*, February 26, 2007, p. A-443.

- initiation of feasibility studies for the refurbishment of existing nuclear units and the commencement of the federal approvals process for new units at an existing site (June 16, 2006);
- cancellation of the conversion of Thunder Bay Generating Station (July 12, 2006);
- reducing CO_2 emissions arising from use of coal at coal-fired generating stations (May 15, 2008); and
- requesting expressions of interest for supply and transportation of solid biomass fuel (January 13, 2009).

Generating Assets

OPG owns one of the largest portfolios of generating assets in North America. As of December 31, 2009, OPG was operating 21,729 MW of in-service generating capacity, approximately 61.4% of Ontario's total installed capacity

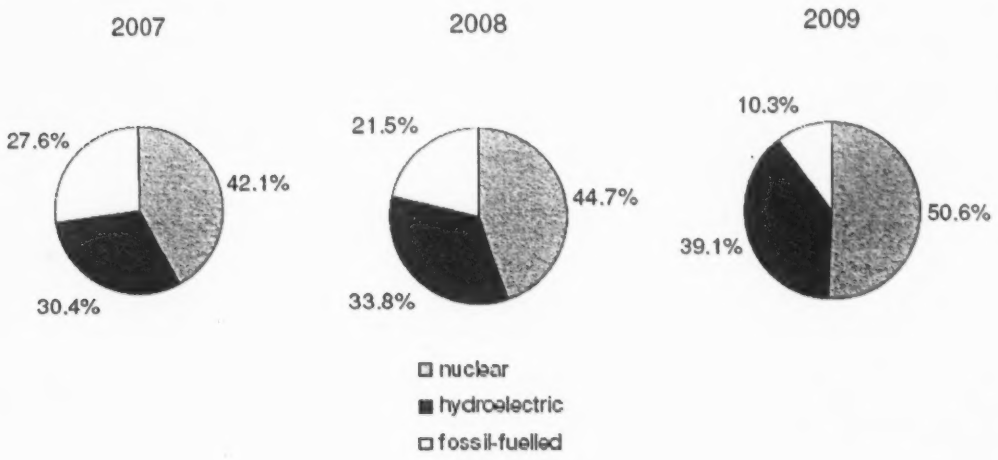
	As at December 31, 2009 Capacity (MW)	2009 Energy (TWh)
Nuclear		
Darlington	3,512	26.0
Pickering B	2,064	15.1
Pickering A	1,030	5.7
	6,606	46.8
Hydroelectric by Plant Group		
Niagara	2,257	12.3
Ottawa St. Lawrence	2,571	13.9
Northeast	1,312	4.7
Northwest	684	4.6
Evergreen Energy	120	0.6
	6,944	36.2
Fossil-Fuelled		
Nanticoke	3,640	5.6
Lennox	2,100	0.1
Lambton	1,920	3.6
Thunder Bay	306	0.1
Atikokan	211	0.1
	8,177	9.5
Wind	2	-
Total	**21,729**	**92.5**

Source: OPG *Fact Sheet* (2009)

of 35,370 MW (IESO, August 21, 2009).[14] OPG produced 92.5 terawatt hours (TWh) of electricity in 2009 (down from 107.8 TWh in 2008)—roughly 66.5% of Ontario's primary electricity demand of 139.2 TWh (down from 72.5% of Ontario's 2008 primary electricity demand of 148.7 TWh)—from the facilities listed above. In addition, OPG is co-owner of two gas-fired generating stations: the Portlands Energy Centre in Toronto (with TransCanada Energy Ltd) and the Brighton Beach GS (with ATCO Power Canada Ltd and ATCO Resources Ltd). OPG also owns two nuclear generating stations that are leased to Bruce Power on a long-term basis.

The contribution of each business segment to OPG's total output in the last three fiscal years is presented in Figure 1; the accelerating decline in coal-fired generation over the past three years is evident.

FIGURE 1: CONTRIBUTION OF SEGMENTS TO OPG OUTPUT



Data: OPG *2008 Annual Report* and *2009 Year in Review Fact Sheet*

Electricity Prices

Since April 1, 2005, the pricing system for OPG's output has distinguished between power from "regulated" assets—which receives a fixed price—and power from "non-regulated" assets—which receives the wholesale electricity market price.

[14] By comparison, the highest peak demand in Ontario in 2009 was 25,815 MW on August 18th, with other peaks being 24,333 MW on August 17th, 24,231 MW on December 16th, and 22,983 MW on January 15th. As of February 4, 2010, existing installed generation resources in Ontario stood at 35,485 MW (IESO, *18-Month Outlook Update: March 2010 to August 2011*, p. 9).

Regulated assets consist of OPG's nuclear facilities (Pickering A and B and Darlington) and its baseload hydroelectric production (Sir Adam Beck 1, 2 and Pump Generating Station, DeCew Falls 1 and 2, and R.H. Saunders hydroelectric facilities).

From April 1, 2005 to March 31, 2008, the first 1,900 MWh of baseload hydroelectric production received $33.00/MWh, while power from OPG's nuclear units received $49.50/MWh. Effective April 1, 2008, these fixed prices increased to $36.66/MWh for regulated hydroelectric output and $54.98/MWh for nuclear output. These rates were established by an order of the Ontario Energy Board (OEB) which is now responsible for regulating OPG's rates.[15]

Between April 1, 2005 and November 20, 2008, OPG's output exceeding 1,900 MWh from regulated hydroelectric assets received the spot price on the electricity market, a mechanism designed to encourage hydro-electric production. As of December 1, 2008, the pricing mechanism for hydroelectric output from regulated assets changed to one described as being designed to "optimize" generation.

> Since April 1, 2005, electricity from OPG's remaining (i.e., "non-regulated") hydroelectric assets and its fossil-fueled stations has received the spot electricity market price, with 85% of this output subject to a revenue limit, originally established for a period of 13 months that was to end April 30, 2005, but later extended. The revenue limit was $47/MWh from April 1, 2005 to April 30, 2006, $46/MWh from May 1, 2006 to April 30, 2007, $47/MWh from May 1, 2007 to April 30, 2008, and $48/MWh from May 1, 2008 to April 30, 2009. Revenues above the capped amount were returned to the IESO for distribution to consumers.

As a result of regulated rates and rebate mechanisms, OPG's average electricity sales price in 2009 was 4.5¢ per kWh (down from 4.9¢ in 2008), compared to a weighted average hourly Ontario spot electricity market price of 3.2¢ per kWh (down from 5.2¢ in 2008).

[15] The OEB order establishing the new prices was made on December 2, 2008. Because the prices were approved retrospectively to April 1, 2008, OPG receives an additional $2.18/MWh for its production from regulated hydroelectric facilities and an additional $3.22/MWh for production from nuclear facilities, effective December 1, 2008, in order to collect the retrospective revenue.

Financial Information

Credit Rating

In August 2008, Standard and Poor's (S&P) raised OPG's long-term credit rating from BBB+ with a positive outlook, to A- with a stable outlook, and affirmed OPG's A-2 global scale and A-1(Low) Canadian scale Commercial Paper rating.

The Dominion Bond Rating Service (DBRS) continues to rate OPG's long-term debt and short-term Commercial Paper at A (low) and R1 (low), respectively, both with stable trends.

Financial Statements

Table 1 (next page) provides a three-year summary of OPG's consolidated statements of income as well as providing details of earnings by business segment. For 2009, OPG reported net income of $623 million, compared to $88 million for 2008 ($528 million in 2007), despite decreases in electricity production and in net revenue. 2009 marked the second year in a row in which OPG's net revenue was largely influenced by changes in the value of its nuclear fixed asset removal and nuclear waste management funds. Stronger 2009 earnings largely reflected increased earnings from segregated investment funds dedicated to future nuclear decommissioning and waste management costs. Returns on OPG's regulated assets offset lower returns from those assets subject to the wholesale market price. OPG's fossil-fuelled segment lost $99 million despite a cost recovery arrangement with the Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC) that paid OPG $412 million in 2009.

Forecast

In its 2009-2013 Business Plan, OPG had budgeted for net income of $457 million in 2009, and projected that this will fall to $383 million in 2010, reflecting a "one year deferral in the next proposed regulated rate increase."[16] Net income is forecast to be in the range of $750 million in the remaining three years covered by the Plan. OPG notes that the Plan incorporated the OEB's November 2008 rate order, and the modified operation of OPG's coal-fired plants as a result of the Province's CO_2 emission reduction strategy (announced May 2008, discussed below).

---

[16] OPG, *Summary of OPG's 2009-2013 Business Plan*, p. 7 (OPG Submission to the Standing Committee, Tab 19).

TABLE 1: THREE-YEAR SUMMARY OF CONSOLIDATED STATEMENTS OF INCOME *AND* EARNINGS BY SEGMENT

(millions of dollars)	2009	2008	2007
Revenue			
Revenue before revenue limit rebate	**5,640**	6,359	5,887
Revenue limit rebate	**(27)**	(277)	(227)
	5,613	6,082	5,660
Fuel expense	**991**	1,191	1,270
Gross margin	**4,622**	4,891	4,390
Expenses			
Operations, maintenance and administration	**2,882**	2,967	2,974
Depreciation and amortization	**760**	743	695
Accretion on fixed asset removal and nuclear waste management liabilities	**634**	581	507
Losses (earnings) on nuclear fixed asset removal and nuclear waste management funds	**(683)**	93	(481)
Other net expenses	**76**	71	75
	3,669	4,455	3,770
Income before interest and income taxes	**953**	436	620
Net interest expense	**185**	165	143
Income tax expense (recovery)	**145**	183	(51)
Net income	**623**	88	528
Electricity production (TWh)	**92.5**	107.8	105.1
Cash flow			
Cash flow provided by operating activities	**299**	870	379

(millions of dollars)	2009	2008	2007
Regulated			
Nuclear generation	**390**	235	(58)
Nuclear waste management	**52**	(670)	(26)
Hydroelectric	**327**	310	249
Unregulated			
Hydroelectric	**209**	508	329
Fossil-Fuelled	**(99)**	(25)	74
Other	**74**	78	52
Earnings (income before interest and income taxes)	**953**	436	620

Source: OPG *Annual Reports, 2007-08, 2009 Financial Results*

Structure and Organization

OPG's Articles of Incorporation state that the Corporation shall have a minimum of three and a maximum of fifteen directors, selected by the Minister of Energy. There are presently twelve directors. The chair is elected as director and appointed as chair for a term that ends at the close of the third annual meeting of shareholders of the corporation. There are no requirements or limitations on the directorships, other than those imposed by the *Business Corporations Act*, which stipulates that shareholders (i.e., the Province) must elect directors to hold office for terms of up to three years (s. 119(4)).

The Board meets at least six times a year. Seven Board Committees are also in operation: Audit/Risk, Compensation and Human Resources, Governance and Nominating, Investment Funds, Nuclear Operations, Nuclear Generation Projects, and Major Projects. Each Committee has its own Charter and Committee Chair Position Description, which are available on OPG's website.

According to OPG's filing with the Ontario Securities Commission, each director who is not an OPG employee receives an annual retainer of $25,000, a $3,000 annual retainer for each Committee membership, a $3,000 annual retainer to chair a Committee ($8,000 to chair the Audit/Risk Committee), $1,500 or $750 for each meeting attended, and travel fees, depending on distance travelled to each meeting.

Discussion and Recommendations

On the morning of September 9, 2009, the Committee heard from and put questions to the senior management of Ontario Power Generation. In the afternoon, stakeholders invited by the Committee appeared to make their input concerning OPG. This section summarizes the hearings and presents the Committee's recommendations.

Ontario Power Generation Management

In their opening remarks to the Committee, OPG Chair Jake Epp and President and CEO Tom Mitchell described the company's efforts to be a "leading low-emissions energy company and generator of choice for Ontario."[17] Mr. Epp noted that Mr. Mitchell, who became President and CEO on July 1, 2009, has the full support of the board as the right person to lead OPG to face the challenges of the next decade.

[17] Committee *Hansard*, 9 September 2009, p. A-569.

Mr. Mitchell spoke about OPG's responsibilities as "custodian[s] and steward[s] of the legacy of publicly owned power generation in Ontario."[18] In contrast to Ontario Hydro, which was a fully-integrated utility and near monopoly, OPG operates in a competitive market with other power producers and has only one mandate: "producing electricity to help meet Ontario's electricity needs."[19] Mr. Mitchell noted that while Ontario Hydro was used by governments of the day to achieve specific economic and social policy outcomes, OPG's role as a generator is to manage its assets "according to well-defined and established commercial principles."[20]

Ontario's Changing Energy Market

Mr. Epp told the Committee that the current global economic downturn poses new challenges for OPG. Data from OPG's *2009 Financial Results* and the IESO's monthly reports are reproduced in Table 2 and illustrate the scale of reductions in energy demand and in OPG's output over the past eighteen months. The numbers also confirm OPG's observation that lower output in 2009 not only reflects lower demand, but an increase in generation from other Ontario generators.

Table 2: Ontario Electricity Demand / OPG Production

(TWh)	2009		2008	
	OPG Output	*Ontario Demand*	OPG Output	*Ontario Demand*
1Q	25.6	*37.6*	29.4	*39.5*
2Q	20.9	*32.2*	25.9	*35.1*
3Q	22.6	*34.5*	27.3	*37.5*
4Q	23.4	*34.9*	25.2	*36.6*
Total	**92.5**	***139.2***	**107.8**	***148.7***

Source: OPG, *2009 Financial Results*

At the time of the hearings (September 2009), the IESO was projecting a 4.0% decrease in demand during 2009 (to 142.9 TWh) with a further 0.3% decline in 2010. As of March 2010, data indicated that the decline in 2009 was much steeper (6.1%), to 139.2 TWh, and the IESO was forecasting increases of 0.2% and 0.9% for 2010 and 2011, respectively. As of February 4, 2010, the IESO reported existing installed capacity province-wide of 35,485 MW, with a further 2,600 MW scheduled to come into service between March 2010 and August 2011.

[18] Ibid., p. A-570.
[19] Ibid.
[20] Ibid.

Under conditions that prevailed throughout 2009, a considerable gap existed between the total installed capacity and Ontario's demand for power. Total Ontario demand in 2009 rarely exceeded 21,000 MW, and average monthly demand has been in the 15,000 to 19,000 MW range. As Mr. Mitchell explained to the Committee, these conditions affected OPG in various ways.

Increasing low- and no-emission electricity

The company was able to increase the proportion of low- and no-emission electricity – specifically, the energy from its hydroelectric and nuclear assets – in its output. The share of OPG's total generation from hydroelectric and nuclear stations increased from 78% in 2008 to 89.7% in 2009.

Limiting thermal generation

OPG has been able to reduce generation from its coal-fired facilities, and to concentrate any remaining thermal generation at its cleanest-burning units. Output in 2009 from OPG's coal-fired plants was at its lowest level in 45 years, at 9.5 TWh.

Responding to a question from the Committee about what OPG has done to reduce costs in light of challenging economic times and reduced electricity demand, Mr. Mitchell described two decisions. The first, made in 2008, was to identify and remove $80 million of expenses from the 2009 and 2010 budgets. The second, made "with our understanding that our revenues might be impacted with lower market prices," was to identify a further $85 million of expense reductions for 2010. Mr. Mitchell told the Committee that the permanent closure of four of OPG's 15 coal-fired units (2 units at Lambton GS and 2 units at Nanticoke GS), announced September 3, 2009, will provide "the largest portion of that $85 million."[21] The closure is scheduled for the fourth quarter of 2010.

Province-wide, the use of natural gas to fuel thermal electricity generation has been steadily increasing, to the point where the total installed gas-fired generating capacity now exceeds the total installed coal-fired generating capacity. OPG co-owns two gas-fired stations with a combined capacity of just over 1.2 MW.

Low wholesale electricity price

The low demand for power, combined with an increase in the available supply, kept the wholesale electricity price low during 2009. The weighted

[21] Ibid., p. A-581.

average hourly Ontario electricity price (HOEP) for 2009 was 3.16¢ per kWh (compared with 5.16¢ per kWh in 2008). As Mr. Mitchell reminded the Committee, the majority of OPG's power has been subject to regulated prices:

> Every year for the past three years – that is, from 2006 to 2008 – the average sales price OPG has received for its electricity has been lower than the province's weighted average hourly spot market price.[22]

In such conditions, OPG received a higher price for any power generated by its unregulated assets, including its fossil-fuel burning units. However, in 2009, with regulated prices of 3.67¢ per kWh for baseload hydroelectric and 5.5¢ per kWh for nuclear generation, the company has had little incentive to operate its coal-fired units for an average spot price of 3.16¢ kWh.

It is within this context that the company's management, as Mr. Epp reported to the Committee, presented a business case to the Board recommending the shutdown of four coal-burning units.[23]

Asked whether OPG will be seeking an increase in its regulated prices, Mr. Mitchell indicated that OPG will be making a rate submission to the OEB in 2010, but cautioned that it would be premature to speculate whether OPG will request a rate increase or decrease. The Committee also heard from the Society of Energy Professionals (SEP) that OPG's regulated assets should continue to be funded properly through OEB rate hearings.

Surplus baseload generation

Low demand has also created surplus baseload generation (SBG) conditions. Mr. Mitchell attributed low overall electricity demand "to economic conditions and to the fact that we've had a remarkably cool summer – only three days this year have been above 30 degrees."[24]

In its *2009 Second Quarter Financial Results*, OPG noted that surplus baseload generation (SBG) was a "significant concern" to the company in the first six months of 2009. OPG states that SBG required it

> to shut down fossil-fuelled units overnight, bypass/spill water from hydroelectric generating units to avoid additional generation, and reduce nuclear generation.

---

[22] Ibid., p. A-570.
[23] Ibid., p. A-583.
[24] Ibid., p. A-576.

A decline in generation from non-regulated hydroelectric assets in the third quarter of 2009 over the same period a year previous was also attributed, in part, to unusual SBG conditions.[25]

OPG also notes that the *Green Energy Act, 2009* permits an unlimited amount of renewable electricity to be added to the grid, which may exacerbate the SBG situation.[26] The SEP recommended that wind power be curtailed at times of excess generation to reduce SBG spill at OPG's hydroelectric generating stations. The Society also suggested that enabler transmission for OPG's hydroelectric projects receive the same treatment as connections for wind power.

Asset Management

Nuclear

Nuclear-fuelled thermal power meets a significant portion of Ontario's energy needs, more than any other mode of generation. In 2009, OPG produced 46.8 TWh of nuclear energy (compared with 48.2 TWh in 2008 and 44.2 TWH in 2007) with the CANDU (Canadian deuterium uranium) reactors in its facilities at Darlington and Pickering. These plants generated 50.6% of OPG's output in 2009 (compared with 44.7% in 2008 and 42.1% in 2007).

Darlington Nuclear Generating Station

Located in the Municipality of Clarington, Darlington GS is a 4-unit station with a total output of 3,524 MW that began producing power in 1989. It is Canada's largest nuclear facility and has consistently been one of the country's best performing multi-unit nuclear stations. Questioned by the Committee, OPG officials indicated that the top-performing reactor at Darlington in 2008 was Unit 3, with "a unit capability factor of 99.93%."[27] Darlington was the first nuclear station in North America to be certified under the ISO 14001 environmental standard. In February 2008, the operating

---

[25] OPG, "2009 Third Quarter Financial Results" (November 2010), p. 1 (pdf file at http://www.opg.com/news/releases/091120Q3Financials.pdf, accessed March 2, 2010).
[26] OPG, "2009 Second Quarter Financial Results" (August, 2009), pp. 11-12 (pdf file at http://www.opg.com/news/releases/090814Q2Financials.pdf, accessed March 2, 2010). "Dispatchable" generation refers to power that may be accepted or declined by the system operator (IESO), depending on system needs and the price at which it is bid into the wholesale market. Power that cannot easily be turned off or on, or modulated on demand, such as power from nuclear or large hydroelectric generators, is usually treated as "non-dispatchable." Ontario has chosen to treat renewable power from intermittent sources such as wind or solar as non-dispatchable—whatever power is generated by these facilities is accepted into the grid.
[27] Correspondence from OPG to the Standing Committee on Government Agencies, September 10, 2009.

licence for Darlington GS was renewed by the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC) for five years.

Pickering Nuclear Generating Station

Located on Lake Ontario just east of Toronto, and at one time among the world's largest nuclear generating facilities, Pickering consists of two generating stations, Pickering A and B. Pickering A has two operating reactors and Pickering B four, with a combined output of 3,100 MW.

Pickering A went into service in 1971 and continued to operate until 1997 when it was placed in voluntary lay-up. Unit 4 was returned to operation in September 2003; Unit 1 in November 2005. In August 2005, OPG's Board determined that the return to service of Units 2 and 3 was commercially unjustifiable. Mr. Mitchell described this decision as "a prime example of our company using a very sound business decision-making process to make a decision."[28]

Asked about the decommissioning of these units, Mr. Mitchell told the Committee that work to isolate the units from the rest of the generating station and complete their move to a safe shutdown state is scheduled to finish in the fall of 2010. At present, he noted, both units are fully defuelled, and within days of being completely vacuum-dried. The units will remain in what is called a "guaranteed defuelled state" until the Pickering station is decommissioned, at some future date. Mr. Hanbridge told the Committee that OPG's funds set aside for decommissioning and for the handling of spent fuel totalled $9.7 billion at the end of June 2009. (At year-end the funds totalled $10.2 billion.)

Pickering B's four reactors have operated safely since they were brought into service in 1983. Mr. Mitchell indicated that in 2008, Pickering Unit 6 had the fifth-best operating record of CANDU reactors world-wide (the top three were units at Darlington). In June 2008, Pickering B's operating licence was renewed by the CNSC for five years.

Pickering B and Darlington Refurbishments

In June 2006, OPG was directed to begin feasibility studies on refurbishing its existing nuclear units, including an environmental assessment (EA) of the refurbishment of the four units at Pickering B, and to begin a federal approvals process for new nuclear units at an existing site.

---

[28] Committee *Hansard*, September 9, 2009, p. A-586.

Early last year (January 26, 2009), the CNSC accepted the EA for the refurbishment of the four units at Pickering B, concluding that the proposed extension of the operating life of this plant will not cause "significant adverse environmental effects, taking into account the identified mitigation measures."[29]

The SEP told the Committee that OPG should be enabled to refurbish the Pickering B and Darlington nuclear facilities.

On February 16, 2010, OPG announced that it will proceed with a planning phase for the mid-life refurbishment of Darlington GS. Mr. Mitchell had told the Committee that while 2018 may be the "nominal date" for the (end of the) working life of the Darlington plant, the real date depends on actual results, which, to date, have been very good. The February 16, 2010 release also announced that the company will not proceed with the refurbishment of Pickering B. Instead, OPG will invest $300 million to extend the operating life of Pickering B until 2020, at which time the process of decommissioning will begin.[30]

Darlington "B"

In September 2006, OPG submitted an application for a Site Preparation Licence to the Canadian Nuclear Safety Commission for the

> construction and operation of up to four new nuclear reactors at the Darlington nuclear site for the production of approximately 4,800 MW of electrical generating capacity for supply to the Ontario grid.[31]

In March 2008, the federal Minister of the Environment, John Baird, accepted the advice of the CNSC and referred the EA for OPG's submission to a joint review panel (as opposed to requiring a lengthier, comprehensive review).

On June 16, 2008, Energy Minister Gerry Phillips announced that Darlington had been selected as the site for Ontario's new nuclear plant. Construction of a

---

[29] OPG, *Pickering B Refurbishment Study: Overview*, Internet site at http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/pickB_overview.asp, accessed March 2, 2010.

[30] OPG, "Strategy announced for nuclear investment in the Durham Region," *Press release*, February 16, 2010, Internet site at http://www.opg.com/news/releases/100211%20Nuclear%20Investment%20Strategy.asp, accessed March 2, 2010.

[31] CNSC, *Ontario Power Generation -Proposal to Construct and Operate New Nuclear Power Plant*, Internet site at http://www.cnsc-ccsn.gc.ca/eng/ea/ealist/ongoing/ontario/EA_07_05_29525.cfm, accessed March 2, 2010.

Darlington B plant would create 3,500 direct construction and engineering jobs, and another 1,000 jobs long term once it became operational.

When the selection of the Darlington site was made public, the announcement was also made of Phase 2 of the Request for Proposals (RFP) to build a two-unit nuclear power plant. Three companies were invited Respondents for Phase 2: AREVA NP, Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL), and Westinghouse Electric.

On June 29, 2009, Energy and Infrastructure Minister George Smitherman indicated that the government was suspending the competitive RFP to build new reactors at Darlington. According to the release, only one company (AECL) had met the terms of the RFP, but "concern about pricing and uncertainty regarding the company's future prevented Ontario from continuing with the procurement."[32] The Minister indicated that the government remains committed to "emission-free nuclear power," but provided no information about when a new RFP process might be initiated.

Mr. Mitchell told the Committee that OPG is continuing with the work needed for an environmental assessment and the site licence process, "in a technology-neutral way." He expressed confidence that OPG can fully operate a CANDU reactor or any other reactor technology (e.g., light water) at the site. In response to questioning by the Committee, OPG indicated that it has spent $57.3 million on the nuclear new build project to date.

The February 2010 press release announcing OPG's plans for Darlington and Pickering B concluded by noting that OPG

> continues to proceed with work that supports the construction and operation of a new nuclear station located at the Darlington site. The Environmental Assessment and site license work for a potential new build will continue in parallel with the [refurbishment] investment activities.[33]

The SEP recommended that OPG be enabled to build a new nuclear plant at the Darlington site.

Changing conditions in the Ontario energy market may have removed some of the urgency for proceeding with a nuclear new-build. On July 23, 2009, Bruce

---

[32] Ministry of Energy and Infrastructure, "Ontario suspends nuclear procurement," *Press Release*, June 29, 2009.
[33] OPG, "Strategy announced for nuclear investment in the Durham Region," *Press release*, February 16, 2010.

Power announced it was withdrawing its applications to build new reactors at the Bruce site and at Nanticoke, and will focus instead on the feasibility of refurbishing its existing units. These decisions were described by Bruce Power's chair as "business decisions unique to Ontario [that] reflect the current realities of the market."[34]

Hydroelectric

OPG operates 65 hydroelectric stations and 240 dams on 25 river systems, with generating capacities ranging from one MW to more than 1,400 MW. Benefiting from higher water flows in most river systems, OPG produced 36.2 TWh of hydroelectric power in 2009, only slightly less than 36.8 TWh in 2008, which was the highest output from this segment since 1979. This consistency in hydroelectric generation is noteworthy given the overall decline in OPG's output in 2009 by 15.3 TWh.

Table 3: Northern Ontario hydroelectric generation data (2008)

	North West Plant Group	North East Plant Group	North Groups TOTAL	All Plant Groups
2008				
Capacity (MWs)	669	1,316	1,985	6,963
Cost (millions)	$106.5	$129.2	$235.7	$836.7
Production (TWh)	4.89	5.11	10.0	36.4
Surplus Baseload Spill (TWh)	0	0	0	0.07
2009				
Capacity (MWs)	684	1,312	1,996	6,944
Cost (millions)	$108.7	$118.9	$227.6	$849.6
Production (TWh)	4.62	4.74	9.36	36.2
Surplus Baseload Spill (TWh)	0.14	0.17	0.31	0.6

Note: Costs include fuel expense, OM&A, depreciation and amortization, and property and capital taxes.

Source: OPG, *Correspondence to Committee, April 2010*

Surplus Baseload Generation (SBG) Spill

OPG's ability to capitalize on its hydroelectric generating assets is limited by the ability of the transmission system to deliver power from where it is generated to where a demand for it exists. The decline in forestry-related

[34] Bruce Power, "Bruce Power to focus on additional refurbishments at Bruce A and B," *Press Release*, July 23, 2009, Internet site at http://www.brucepower.com/pagecontent.aspx?navuid=1212&dtuid=84013, accessed August 25, 2009.

industries in northern Ontario has resulted in regular periods of surplus generation. According to material supplied by OPG at the request of the Committee, higher than normal SBG spill occurred in 2009 in both the North East and North West Plant groups, on account of higher than normal water levels and low market demand.[35] Data supplied by OPG at the request of the Committee is summarized in Table 3 (above).

Mr. Mitchell informed the Committee that in addition to generating hydro-electricity, OPG, following guidance from the Ministry of Natural Resources, controls 24 large river systems in the province.

Table 4: OPG Hydroelectric Generating Stations

Peaking Stations	Run-of-River Stations			
Sir Adam Beck PGS	Decew Falls ND1	Wawaitin	Auburn	McVittie
Arnprior	Decew Falls NF23	Hound Chute	Big Chute	Merrickville
Barrett Chute	Sir Adam Beck I	Indian Chute	Big Eddy	Meyersberg
Mountain Chute	Sir Adam Beck II	Aguasabon	Bingham Chute	Nipissing
Stewartville	Otto Holden	Alexander	Coniston	Ragged Rapids
Abitibi Canyon	Des Joachims	Cameron Falls	Crystal Falls	Ranney Falls
Otter Rapids	Chenaux	Caribou Falls	Elliot Chute	Seymour
Lower Notch	Chats Falls	Ear Falls	Eugenia Falls	Sidney
Little Long	R. H. Saunders	Kakabeka Falls	Frankford	Sills Island
Harmon	Calabogie	Manitou Falls	Hagues Reach	South Falls
Kipling	Lower Sturgeon	Pine Portage	Hanna Chute	Stinson
	Matabitchuan	Silver Falls	Healey Falls	Trethewey Falls
	Sandy Falls	Whitedog Falls	High Falls	
	Smoky Falls	Lac Seul	Lakefield	

Source: OPG, *Correspondence to Committee, April 2010*

Table 4 provides a list of OPG's "peaking" and "run-of-river" hydroelectric generating stations. OPG explains the difference between these stations as follows:

> A run-of-river generating station typically has *minimal* forebay[36] storage and passes some or all of the inflow through one or more turbines on a continuous basis, with the remainder (if any) going over an existing falls or spillway. Some of these facilities operate as baseload and intermediate facilities during both peak and off-peak hours. [emphasis in original]

[35] "Spill" refers to water is released at hydroelectric stations without generating electricity and represents potential energy (and revenue) that is foregone. When the spill is forced because demand is not sufficient to take the power that would be generated, it can be regarded as a measure of the hydroelectric "surplus".

[36] A "forebay" is the impoundment area immediately before the power plant intake.

> A peaking facility is a generating station that operates for specific periods of high energy demand, typically during the daytime on weekdays (mostly during peak hours). These facilities have the ability to store water during off-peak hours in their forebays and/or in an upstream reservoir.
>
> *Correspondence to Committee April 2010.*

Surplus baseload generation spills occur at run-of-river stations.

The Committee wished to know the impact of factors such as temperature and rainfall on SBG spill. In correspondence to the Committee, OPG indicated as follows:

> OPG does not track the impact of factors such as temperature and precipitation on SBG, since there is no direct cause and effect relationship, and it is not practical to measure or determine their impact. These are considered to be "contributors," not major factors. . . . Last year's levels of SBG were mainly due to a combination of low electricity demand and an outage of the Ontario-New York interties in March and April, which reduced Ontario's capability to export electricity to neighbouring markets, new non-OPG generation, and commissioning tests on new gas-fired generation.
>
> *Correspondence to Committee, April 2010*

New Hydroelectric Development

During 2009, OPG completed one project to expand its hydroelectric output; at year-end, several other projects were in various stages of progress.

Niagara Falls Tunnel. In the summer of 2006, construction began on a 10.4 kilometre tunnel under the City of Niagara Falls to supply more water to the Sir Adam Beck Complex for the eventual additional annual production of 1.6 TWh hours. When construction began, completion was scheduled for the end of 2009, with a total project cost of $985 million. The tunnelling contract was initially for $600 million and included the design and build of a tunnel boring machine (TBM, nicknamed "Big Becky") unique to the project. Unstable rock formations encountered in the drilling have led to considerable delays and a change in the tunnel route.

Mr. Epp explained to the Committee various geo-technical work done prior to beginning the project, but noted that the rock conditions actually encountered were different than those identified by the geotechnical assessment(s). As Mr. Mitchell summed up matters for the Committee: "The rock has not behaved as

expected."[37] According to OPG's *2009 Mid-Year Performance Report,* the tunnel is now scheduled to be 10.2 kilometres long, at a cost of $1.6 billion, with a completion date of December 2013.[38] According to a December 21, 2009 update, the TBM was idle between September 11, 2009 and December 9, 2009, in part because of a planned outage for maintenance, and in part because a section of temporary tunnel liner had collapsed on September 11. At year-end, the TBM had progressed 54% of the tunnel length.

Upper Mattagami and Hound Chute. Construction of a redevelopment project on the Upper Mattagami and Montreal Rivers began in the summer of 2008. The replacement of four existing generating stations at these sites will increase generating capacity from 23 MW to 44 MW, expected to be in service by April 2011.

Lac Seul. A 12.5 MW generating station at Lac Seul was completed in February 2009, and incorporates a partnership with the Lac Seul First Nation, which own 25% of the facility.

At the beginning of 2010, two additional projects are in different stages of development. OPG is engaged in what it calls definition phase activities for the **Lower Mattagami** development; these activities include "finalizing cost estimates, negotiating a design-build contract, obtaining regulatory approvals, and negotiating a Hydroelectric Energy Supply agreement with the Ontario Power Authority."[39] Replacement of one generating station and the addition of one new turbine at each of three other stations will add about 450 MW to the system.

In addition, a development—described by Mr. Mitchell as 70-80 MW—is planned on the **Little Jackfish** River, which flows from Ogoki Reservoir into Lake Nipigon. Mr. Mitchell told the Committee that the additional 500-550 MW from the Lower Mattagami and Little Jackfish projects is a realistic estimate of new hydroelectric generating capacity within the time frame of the next ten years.

The Committee was told that two factors are critical in the development of new hydroelectric facilities in the North: partnership with Ontario's First Nations (discussed further below), and adequate transmission capacity to move the power produced. The SEP suggested that OPG be provided with a

---

[37] Committee *Hansard*, September 9, 2009, p. A-584.
[38] Ontario Power Generation, 2009 Mid-Year Performance Report, p. 8 (pdf document at http://www.opg.com/pdf/Performance%20Reports/009%20Performance%20Report%20Mid-Year%202009.pdf, accessed March 2, 2010).
[39] OPG, "2009 Third Quarter Financial Results", p. 4.

standard HESA (Hydroelectric Supply Agreement) to build new hydroelectric generating stations.

Fossil-Fuelled

Ontario Power Generation operates five fossil-fuelled generating stations—Atikokan, Lambton, Lennox, Nanticoke, and Thunder Bay—with a combined capacity of 8,177 MW. Four of these stations are fuelled by coal. Lennox GS is dual-fuelled by oil and natural gas.

OPG's fossil-fuelled plants generated 9.5 TWh of electricity in 2009, compared with 23.2 TWh in 2008 and 29.0 TWh in 2007.[40] This, in turn, amounted to 10.3% of OPG's total output in 2009, compared with 21.5% in 2008 and 27.6% in 2007.

Coal-fired thermal generation has been a major component of Ontario's power generation mix, at times providing nearly one-fifth of the province's energy supply. Coal-fired generation has also been identified as a major source of air pollutants, with serious consequences for the health of persons living within the "air shed" of these plants, and of greenhouse gases. Table 5 details the greenhouse gas emissions at OPG's fossil-fuelled generating stations in 2008.

TABLE 5: OPG'S GREENHOUSE GAS EMISSIONS, 2008

		Greenhouse Gas Emissions (tonnes CO_2e)[41]			
GS	**Output (GWh)***	**CO_2**	**CH_4**	**N_2O**	**Total**
Atikokan	313	412,389	102	1,147	413,638
Lambton	6,544	6,375,227	989	29,140	6,405,361
Lennox	278	287,278	84	930	288,674
Nanticoke	15,329	15,413,591	3,410	10,912	15,427,913
Thunder Bay	702	827,094	100	5,673	832,867
Total:	23,166	23,315,579	4,685	47,802	23,368,453

Source: Environment Canada, "Canada's Greenhouse Gas Emissions Reporting Program."
* Output data supplied by OPG on request. (1,000 GWh = 1 TWh)

In 2008, the latest year for which data are available, Nanticoke GS was the largest single source of greenhouse gas emissions in the country, with

[40] OPG does not include in its fossil-fuelled business segment results the output from either of the natural gas-fired plants that it co-owns (Brighton Beach and the Portlands Energy Centre).
[41] CO_2 is carbon dioxide, CH_4 is methane, and N_2O is nitrous oxide. Each greenhouse gas has a unique average atmospheric lifetime over which it is an effective "climate-forcing" agent. The concept of global warming potential (GWP) has been introduced to equate this climate forcing for different GHGs to that of CO_2 (CO_2e).

Lambton GS seventh on the Environment Canada list.[42] OPG's coal-fired generating stations contributed 34.9% of Ontario's total greenhouse gas emissions in 2008 (compared with 37.7% in 2007).[43]

Concern about long-term health and environmental impacts informed the government's plans to eliminate coal-fired generation from Ontario's supply mix. Although a closing date of 2007 was initially proposed, the government subsequently accepted the IESO's recommendation to extend the target until adequate replacement generation can be commissioned. The existing commitment, embodied in Ontario Regulation 496/07 (made under the *Environmental Protection Act*), is to eliminate the use of coal as a fuel source for electricity generation by December 31, 2014.

During its appearance before the Committee in February 2007, OPG indicated that SCRs (Selective Catalytic Reduction systems) were installed on two of the eight coal-fired units at Nanticoke GS and that SCRs and scrubbers were installed on two of the four coal-fired units at Lambton GS. OPG's then CEO, Jim Hankinson, indicated that it would not make commercial sense for OPG to install pollution control equipment on the remaining units. OPG would install such equipment if directed to do so by the stakeholder, but would expect compensation:

> If we were asked to install more pollution equipment, I would hope it would be accompanied by a means or a revenue stream that would pay us for doing the work. So there are those two conditions from OPG's point of view.[44]

The shareholder directive of May 15, 2008 requires OPG to limit its CO_2 emissions to 19.6 million metric tonnes in 2009 and 15.6 million metric tonnes in 2010. The expectation was for these targets to be met by reductions in coal-fired generation, which would also reduce the noxious particulates (i.e., nitrous oxides and sulphur dioxide) associated with coal-fired generation, but less so than might be achieved with additional scrubbers and SCRs.

The limit of 19.6 million metric tonnes of CO_2 was estimated to be the equivalent of 20 TWh of fossil fuel-fired generation; as noted, actual

---

[42] Environment Canada, Greenhouse Gas (GHG) Division, 2007 Emissions Data, "Table 3: Summary of GHG Emissions by Facility," Internet site at http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/onlinedata/results_e.cfm?year=2008&gasorcas=gas&gas=all&cas=all&fac_name=&npri_id=&rep_comp=&location=province&prov=all&city=G10280&postal=&naics=all&submit=Submit, accessed February 23, 2010.

[43] These values were calculated with data from Environment Canada's Greenhouse Gas Emissions Reporting Program—see preceding note.

[44] Committee *Hansard*, February 26, 2007, p. A-438.

generation of this type totalled only 9.5 TWh in 2009. Production data for the fossil fuel-fired plants is contained in Table 6.

TABLE 6: OPG'S FOSSIL FUEL-FIRED GENERATION, BY PLANT 2007 - 2009

	Output (GWh)*		
Station	2007	2008	2009
Atikokan	641	313	133
Lambton	8,856	6,544	3,596
Lennox	790	278	122
Nanticoke	18,083	15,329	5,563
Thunder Bay	590	702	123
Total:	28,960	23,166	9,538

*(1,000 GWh = 1 TWh)

Source: *Correspondence to Committee, April 2010*

When the shareholder directive was issued to OPG to limit its CO2 emissions to targeted levels in 2009 and 2010, a directive was also issued to the Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC) to establish a "contingency support agreement . . . to provide for the continued reliability and availability of OPG's Lambton and Nanticoke generating stations."[45] According to OPG:

> The agreement was put in place in accordance with a Shareholder Resolution that an appropriate recovery mechanism be established to enable OPG to recover the costs of its coal-fired stations following implementation of OPG's carbon dioxide ("CO_2") emissions reduction strategy.[46]

In 2009, OPG's fossil-fuelled segment operated at a loss of $99 million, a calculation which includes $412 million received from the OEFC under the cost recovery mechanism.

While the economic downturn and conservation efforts have been reducing the demand for Ontario's electricity, new sources of generation have been brought on line and other projects are in development. In February 2009, the Ontario Clear Air Alliance noted that the IESO's own calculations showed that Ontario's installed generation capacity excluding coal-fired plants exceeded the anticipated peak demand for the summer of 2009 by 7%, and that the IESO had forecast that another 3,913 MW of coal-free generation capacity

[45] Ontario Power Generation, "2009 Third Quarter Financial Results", p. 6.
[46] Ibid.

would be added before June 2010. On this basis, the Alliance argued the Province could phase out coal generation altogether by January 1, 2010.

The IESO's *Reliability Outlook* noted three challenges that must be met in order to proceed with the total phase-out of coal.

1) Careful management of transmission operations

Generating stations not only supply power to consumers but play a role in ensuring the viability of the transmission grid. The IESO has noted that the Nanticoke GS performs a critical function in providing voltage support to the transmission system. According to the IESO,

> the loss of the Nanticoke generation coupled with the increase in production from Bruce A and new renewable generation in the area will require the installation of shunt capacitor banks and interim reactive power support from the Nanticoke site.[47]

2) An adequate and secure natural gas supply infrastructure

Ontario's electricity sector has become increasingly dependent on natural gas as a primary fuel. Ontario's gas-fired generating capacity now exceeds its coal-fired generating capacity, and continues to grow. While it is a cleaner fuel than coal, natural gas is a fossil fuel and as such also generates greenhouse gas emissions.

3) Refurbish and/or replace aging nuclear units

The IESO has noted that meeting the government's goal (contained in its directive to the Ontario Power Authority in the development of its IPSP – see above) of maintaining Ontario's nuclear capacity at 14,000 MW over the next 20 years will require the majority of nuclear units to be refurbished, as well as likely investment in "new-build projects." (See discussion above.)

Biomass (maximizing asset value)

An issue that falls outside the mandate of the IESO is the human and social costs of closing the coal-fired generating stations. OPG also has a mandate to obtain the maximum value from its assets on behalf of its shareholder. Accordingly, OPG is conducting research into the use of biomass—such as wood pellets, grains, and other crops—as a fuel source for Ontario's coal-fired power plants. (The Atikokan GS was shut down between December 1, 2008

[47] IESO, *Ontario Reliability Outlook – December 2008.*

and January 31, 2009 because of an explosion related to the use of biomass fuel.[48])

On January 20, 2009, OPG issued a Request For Expressions of Interest (RFEI) for the supply of biomass fuel and transportation services as a part of OPG's "developmental program to determine the commercial viability of replacing coal with biomass at existing coal-fuelled generating stations."[49] The press release notes that the call applied to both "sustainable forest-based and non-food agricultural products and by-products."

Various sources have been suggested for biomass, including pellets made from wood waste or switchgrass, biofibre (unused wood from tree tops and limbs), wheat husks, and poplar. Questions yet to be answered include the amount of biomass necessary to make production economical. One report suggests that biomass generates only 10% of the energy that coal produces.[50] Another source suggests that switchgrass (which can be grown on otherwise marginal agricultural land) produces 95% of the energy of wood pellets, one-third less than coal.[51] According to an OPG official, it would require 300,000 tonnes of pellets to fuel one unit at Nanticoke for a year.[52]

According to OPG's *2009 Third Quarter Report*, engineering work on converting the Atikokan GS to biomass is ongoing. The report also notes that

> OPG is in discussion with the Ministry of Energy and Infrastructure to determine the appropriate mechanism for cost recovery associated with electricity generation using biomass. A cost recovery mechanism is needed prior to OPG issuing a request for proposal for fuel procurement and seeking Board approval to proceed with plant conversions.

Mr. Mitchell told the Committee that OPG has set an aggressive target of 2012 for converting the Atikokan plant to wood-based biomass, and is investigating options for biomass in other plants. He indicated that OPG's coal-fired plants have traditionally provided ramp support for the system because, unlike hydro-electric or nuclear or combined-cycle gas plants,

---

[48] Bryan Meadows, "Generating station back in action," *Thunder Bay Chronicle*, February 10, 2009.
[49] OPG, "OPG calls for interest in supplying biomass fuel for coal-fired power stations," *Press Release*, January 20, 2009, accessed at http://www.opg.com/news/releases/NewsJan20_09.pdf, March 2, 2010.
[50] Peter Gorrie, "The good and so-so of Ontario's biomass plan," *Toronto Star*, January 24, 2009, p. ID06.
[51] Paul Schliesmann, "Switching gears; biofuel," *Kingston Whig-Standard*, April 11, 2009.
[52] Ibid.

> we can operate these plants at extremely low power levels and ramp them through the entire power range.[53]

Finding a successful biomass fuel solution would allow OPG to continue to offer this flexible generation into the market.

Mr. Mitchell outlined three questions that must be answered before OPG can make a serious commitment to biomass:

> (1) Can we do it safely? (2) Is there an adequate supply of fuel? (3) Can it be done in a way that makes economic sense?[54]

Asked about the OPG's ability to use waste wood as a fuel source in the North, given the large number of mills that are not operating, Mr. Sheffield suggested that by providing an alternative revenue source, OPG's interest in waste product might make some of the mills more economically viable. Asked about the OPG's position relative to those pulp mills that wish to use biomass for their own generation or cogeneration purposes, Mr. Sheffield indicated that OPG has always taken the position that it will not compete with the forestry industry for biomass. Asked about whether OPG envisions chipping raw logs, as opposed to waste product, to provide fuel for biomass generation, Mr. Mitchell responded as follows:

> We have not gotten into the details of the specific methodologies that would be used to produce the fuel. What we've asked for is: What fuel is available, in what quantities, at what price?[55]

Describing OPG as providing the lead in outstanding corporate citizenship, the Mayor of Atikokan, Dennis Brown, appeared before the Committee to urge the government and OPG to proceed with converting Atikokan GS into Ontario's first biomass electricity producer. In response to questions, Mr. Brown admitted that under current conditions, relying on waste wood to fuel the plant would be problematic, but he also indicated that ongoing consultations about how wood is utilized in the province might be part of a solution to this problem.

On March 18, 2010, OPG issued a Request for Indicative Prices (RFIP) for wood-based biomass material – estimated to be 90,000 tonnes annually – to fuel the Atikokan Generating Station. The Committee asked OPG whether the release of the RFIP indicates that OPG is closer to making a business case for

---

[53] Hansard p. A-575.
[54] Ibid,, p. A-582.
[55] Ibid., p. A-586.

the use of biomass fuels in its fossil fuel-fired plants, and if conversations have taken place with the government about a cost recovery method for the conversion of these plants to biofuel firing or co-firing. OPG's written response was as follows:

> OPG's issuance of the Request for Indicative Pricing (RFIP) for biomass fuel for Atikokan GS on March 18 represents a step in exploring the viability of biomass fuel for thermal plants.
>
> The results of the RFIP, combined with detailed design engineering work on the conversion of Atikokan and concept plan engineering for possible conversion of other coal-fired stations, which are in progress, are necessary for OPG to develop high quality estimates of biomass generation costs. Our target for completing these estimates is late 2010.
>
> OPG requires cost recovery agreements with the OPA for conversion of the units and the electricity generated post-conversion, before seeking Board of Directors approval to proceed with unit conversions. OPG is in discussion with the Ministry of Energy and Infrastructure to issue a directive to the OPA to negotiate a cost recovery agreement with OPG.
>
> *Correspondence with Committee, April 2010.*

The SEP recommended that the government direct OPG to continue with its biomass work.

OPG and Ontario's First Nations

With the exception of the new Niagara tunnel, opportunities for significant hydroelectric development are almost all located in northern Ontario and, typically, in the lands where Ontario's First Nations have lived since long before electricity was known in the province. While hydroelectric generation is typically regarded as "green energy" because it produces no greenhouse gas emissions or toxic air pollutants, it is not environmentally benign. Hydroelectric stations change the course and flow of waterways, flood lands upstream in the creation of reservoirs or new lakes, and, in doing so, change habitats upstream and downstream for wildlife and for peoples whose traditional ways of living involve responsible stewardship of natural resources.

In the past, First Nations were generally not consulted about development on the watercourses where they hunted, fished and trapped, nor did they receive a

share of the revenue produced by these generation projects. In his opening remarks to the Committee, OPG CEO Tom Mitchell stated as follows:

> In support of our hydroelectric development activities, we are working with First Nations communities to build strong relationships based on openness, respect and mutual interest.[56]

Asked for more details on how OPG is changing its relationship with Ontario First Nations, Chair Jake Epp replied that "we have formed partnerships." He also noted that

> before you can form a partnership, you have to take care of the past, and where there are grievances, you have to openly resolve the grievances. . . . So, in a number of cases we have resolved differences. I want to put this forward as a minimum point: There have been financial contributions, but I believe it is the relationship that's more important than the financial.[57]

As noted earlier, in February 2009, the Lac Seul GS opened in a partnership, with the Lac Seul First Nation holding a 25% interest.

In its *2009 Second Quarter Financial Results* (reported August 14, 2009), OPG reported with respect to the Lower Mattagami project that

> a comprehensive agreement has been negotiated with a local First Nation that resolves grievances attributed to the construction and subsequent operation and maintenance of OPG facilities in the area. The new agreement will also provide the First Nation with an ability to purchase up to a 25% equity interest in the project.[58]

Asked about the future potential for partnerships with First Nations, Mr. Mitchell referred to the Mattagami project as well as the development at Little Jackfish. He also observed that

> we would certainly be interested and are interested in evaluating other projects where we could again partner with First Nations. I think probably the only limit is to our imagination and to sites.[59]

---

[56] Ibid., p. A-571.
[57] Ibid., p. A-574.
[58] OPG, "2009 Second Quarter Financial Results," *Press Release*, August 14, 2009, p. 4.
[59] Committee Hansard, p. A-575.

The Committee also heard from two representatives of the Lac Seul First Nation (LSFN): Chief Clifford Bull, and Chris Angeconeb, who was an LSFN negotiating team member.

Chief Bull spoke about the LSFN's pride in partnering with OPG on the Lac Seul GS, and its excitement to see "economic benefits finally beginning to flow to the First Nation."[60] He also thanked the government for reversing the negative relationship that had existed between the LSFN and OPG (and before that, Ontario Hydro). He indicated that the LSFN is keen to engage in the development of other sites with OPG.

At the same time, both Chief Bull and Mr. Angeconeb noted that it took a court injunction, sought by the LSFN, to bring OPG to the negotiating table. Initially, the negotiations sought to address grievances from previous development on sites in the LSFN's territories. The settlement agreement eventually reached between the parties included a scholarship fund, an apology from OPG to the LSFN, the opportunity for LSFN to acquire a 25% interest in the new GS, and a financial settlement of $11 million (a portion of which was used to acquire the 25% interest in the Lake Seul GS—Obishikokaang Waasiganikewigamig).[61]

Both representatives of the LSFN spoke to the fact that OPG was only willing to surrender 25% of the equity in the project, arguing that a 50-50 split would be a "true partnership." Chief Bull added that

> OPG was reluctant to consider a limited partnership structure, a well-understood, commonly used legal structure in the industry. They were in favour of a royalty-type structure.[62]

He also suggested that the agreement came with restrictions, "given a desire not to set a precedent for other negotiations with First Nations."[63]

According to Mr. Angeconeb, negotiations were expected to last six to eight months but took two years to complete. He suggested that First Nations very often do not have the in-house legal and engineering expertise required in order to negotiate on a level playing field, and to obtain such expertise must incur significant expense. Chief Bull had told the Committee that the "overall

---

[60] Ibid., p. A-608.
[61] According to information received from OPG: "The asset value for Lac Seul GS consists of various asset classes/components with useful service lives ranging from 15 to 100 years. The average amortization period, for the Lac Seul GS is 50 years." (*Correspondence to Committee April 2010*)
[62] Ibid., p. A-607.
[63] Ibid.

complexity of the agreement is somewhat staggering," involved a dozen separate agreements and side letters.[64] Mr. Angeconeb recommended that the government provide assistance in this regard for other First Nations that may wish to follow the lead of the LSFN.[65]

The Committee has been informed of funding now available under the New Relationship Fund Core Consultation Capacity Program of the Ministry of Aboriginal Affairs that is "designed to help First Nations and Métis communities build fundamental consultation and engagement capacity to better engage with government and the private sector on lands and resources issues."[66]

Future Directions for OPG

Three of the stakeholders appearing before the Committee spoke about the strategic directions OPG might take over the medium to long term. Much of this advice concerned the changing supply mix in Ontario and how that might influence or be influenced by decisions yet to be made by OPG.

The Society of Energy Professionals which represents professionals in the electricity sector, including all of the successor companies to Ontario Hydro and the Ontario Energy Board, brought the most broadly-based set of recommendations. Among them was the request to provide OPG with the ability to meet its demographic challenges and better engage employees. The Canadian Gas Association and the Organization of CANDU Industries made presentations with advice more specific to their respective sectors.

Natural Gas

The displacement of coal by natural gas as the principal fossil fuel source for Ontario's electricity supply has been noted, as well as OPG's co-ownership of the Brighton Beach and Portlands Energy Centre gas-fired stations. The Canadian Gas Association appeared before the Committee to argue that "natural gas is an important and necessary contributor to OPG fulfilling its mandate," i.e., to produce electricity that is "safe, clean, sustainable and environmentally responsible"—all attributes of natural gas.[67]

---

[64] Ibid.
[65] Ibid., p. A-609.
[66] Ontario Ministry of Aboriginal Affairs, "New Relationship Fund" web page at http://www.aboriginalaffairs.gov.on.ca/english/policy/nrf/nrf.asp, accessed April 8, 2010.
[67] Ibid., p. A-602.

Providing the Committee with details of investments made to serve natural gas-fired power generation by major gas distribution companies, and describing technological improvements that have vastly increased the estimated reserves of natural gas available for combustion, the Association concluded that "OPG should continue to expand their gas fleet with confidence."[68]

When OPG was asked to comment on the effect of the growth in natural gas supplies, Mr. Epp urged caution, noting that increased reserves do not lead automatically to increased development (i.e., supply), especially if, as has been the case, the price of the commodity is low. Mr. Mitchell suggested that gas co-firing could supplement biomass in the re-firing of thermal units formerly burning coal.[69]

Noting that natural gas produces heat at a much greater efficiency than when it is burned to produce electricity, another stakeholder (from the Organization of CANDU Industries) argued that using natural gas as an alternative to other sources is a very short term approach to dealing with long term supply issues.[70]

The Society of Energy Professionals also took note of what it described as "a very uncompromising commitment to new-build gas-fired generation." Raising this point in the context of uncertainty about the new-build nuclear project (i.e., Darlington B) and about the potential use of biomass in OPG's southern coal plant assets, the Society posed the following questions:

> Are we committed to emission-free nuclear power to provide most of our baseload energy, or are we not? Are we committed to a future without fossil fuel generation, or are we not? Where does OPG sit in any of these scenarios?[71]

In response to questions from the Committee, Society representatives added that natural-gas fired generation "is not a good backup to being baseload," and expressed concern that gas-fired generation will drive up natural gas prices for home heating.[72]

---

[68] Ibid., p. A-605.
[69] Ibid., p. A-587.
[70] Ibid., p. A-597.
[71] Ibid., p. A-589.
[72] Ibid., pp. A-592-93.

Nuclear New-build

The Society of Energy Professionals told the Committee that a nuclear plan in which OPG plays a central role is essential

> if we are serious about the issue of climate change here in Ontario. . . . if we ever hope to de-carbonize ground transportation with the deployment of electric and plug-in hybrid technologies. . . . [and] if we ever hope to recover a manufacturing base here in Ontario.[73]

Similarly, the Organization of CANDU Industries reminded the Committee of the importance of constant, inexpensive electricity, relatively emissions-free, produced by Ontario's nuclear fleet. The stability of nuclear generation also allows "our grid to take on environmentally popular but less reliable . . . technologies such as wind and solar." However, the Organization also noted that by virtue of their design, nuclear power plants are most effective operating at full power, and cautioned against "manoeuvring [i.e., stepping down nuclear units, or taking them off or on line] the nuclear fleet largely . . . to massage the economics of more political popular power generation techniques."[74]

The Organization also underlined the benefit that is provided by the labour-intensive nature of nuclear power generation: "jobs are actually created in the community that runs the nuclear power plant." According to the Organization,

> The nuclear industry demands relatively small quantities of high quality and very high quality-assured components. . . . given that Ontario is home to many CANDU component manufacturers, it's easy for OPG to satisfy most of its requirements and outages with the existing suppliers.[75]

The organization used this observation to support the argument that nuclear technology creates local intellectual capital and technical manufacturing capacity, and to highlight what it believes would be lost by importing "foreign technology into the mix."[76]

The Organization summed up its position on OPG as follows:

> The major points that we wanted to get across are that . . . OPG's nuclear stations are making a valuable and sustainable contribution

---

[73] Ibid., p. A-589.
[74] Ibid., p. A-597.
[75] Ibid., p. A-598.
[76] Ibid.

> to the health of the Ontario economy. . . . that OPG are managing their plants effectively . . . . [and] that OPG makes a valuable contribution to the health of Ontario's nuclear industries and their contribution could be further enhanced by the construction of a Canadian plant at Darlington.[77]

The Organization offered its opinion (and in response to questions from the Committee reaffirmed) that the delay in proceeding with a nuclear new-build at the Darlington site requires the provincial and federal governments to recognize the significance of this project for Ontario manufacturers and work together to find a resolution.

Renewable Energy

The Society of Energy Professionals suggested lifting the restriction that prevents OPG from engaging in the development of renewable generation other than hydroelectric (currently found in the memorandum of understanding between OPG and the Ministry). In particular, the Society recommended using OPG as an instrument to develop a significant wind industry that would work in concert with its hydroelectric assets in two ways: (1) by using wind power to supply pumped storage at night time, and (2) by curtailing wind generation at times of excess generation to reduce the spilling of water.[78] The pumped storage would enhance hydroelectric generation capacity during daytime hours when demand is greatest.

[77] Ibid. p. A-599.
[78] Ibid., p. A-589.

APPENDIX A

DISSENTING OPINION

OF THE

PROGRESSIVE CONSERVATIVE MEMBERS OF THE COMMITTEE

Standing Committee on Government Agencies

Dissenting Opinion

The McGuinty Liberal government has no long-term energy plan to ensure reliable, affordable, and sustainable electricity to Ontario families and businesses.

They have broken their commitment to reduce Ontario's reliance on fossil fuels, invest in our nuclear sector's future, develop a smart grid, pursue renewable energy sources and release the Integrated Power Systems Plan in a transparent and fair process.

They promised to 'take the politics out of energy,' but then created the Ontario Power Authority (OPA) which only serves to cement politics in the sector as we have seen with the recent political appointments to these Agencies, Boards and Commissions with Liberal insiders. The McGuinty Liberal government has demonstrated that ministerial directives and ad hoc decision-making are the norm.

As a result of the McGuinty Liberals mismanagement, crown corporations like Ontario Power Generation (OPG) are left with little indication of where time, effort, and scarce resources are to be allocated.

Ontario Power Generation (OPG) was established in April 1999 under the Ontario Progressive Conservative Government of Premier Mike Harris. When the McGuinty Liberals assumed governance over OPG the debt was $53 million in March, 2003. Since that time, OPG's debt has ballooned to an astonishing $4.1billion as of December 31, 2009.

The only consistency the McGuinty government has demonstrated is consistently breaking key targets and promises when it comes to energy policy and is seriously lacking a vision and long-term plan for the energy sector in Ontario.

The fact remains, the only coal-fired plant to be closed in the last decade was under the mandate of a Progressive Conservative government. On March 26, 2001, the Ontario Progressive Conservative government announced a comprehensive strategy to improve air quality in the province of Ontario. This plan for cleaner air and healthier communities was announced after a meticulous review of the coal-fired plants. The plan imposed strict emission limits and required the Lakeview generating station to cease burning coal by April 2005.

As part of their 2003 and 2007 election campaign, the McGuinty Liberals promised to shut down all coal-fired plants. To date, there has not been a single coal-fired plant that has closed as a result of this government's policies. In the last

seven years, the Liberal government has backed off their proposed timelines for coal-fired plant closures from 2007 to 2009 and now to 2014.

One of the key recommendations outlined by the Environmental Commissioner of Ontario's report entitled: *Rethinking Energy Conservation in Ontario: Annual Energy Conservation Progress Report – 2009* was to develop a comprehensive energy conservation strategy. As stated by Commissioner Gord Miller, "The government's approach to energy conservation appears uncoordinated and improvised, with no clear plan." The ECO has recommended the Ministry of Energy and Infrastructure move to clarify the role of the Integrated Power System Plan.

These examples demonstrate the lack of direction under this government for the future of energy in Ontario.

As a result of the skyrocketing energy rates and lack of long-term planning in the last 7 years, Ontario families are suffering. With the implementation of Smart Metres, Green Energy Act and now the Harmonized Sales Tax (HST) it is getting more and more expensive to live in Dalton McGuinty's Ontario. The HST will increase rates by 8 per cent, and time-of-use rates, which charge users higher prices during periods of peak usage, and will also mean higher energy bills for consumers.

The Ontario Progressive Conservative Caucus believes that in order to ensure a sufficient and sustainable energy sector in Ontario, a clear and detailed long-term plan is crucial. One that is non-existent under this current government. OPG, not by their own accord, has become the epitome of politics controlling a crown corporation that is responsible for providing an essential service to the residents of Ontario.

Legislative Assembly of Ontario

Assemblée législative de l'Ontario

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

RAPPORT SUR LES ORGANISMES, CONSEILS ET COMMISSIONS

ONTARIO POWER GENERATION INC.

2e session, 39e législature
59 Elizabeth II

Données de catalogage avant publication de la Bibliothèque et Archives Canada

Ontario. Assemblée législative. Comité permanent des organismes gouvernementaux
Rapport sur les organismes, conseils et commissions : Ontario Power Generation Inc.

Texte en français et en anglais disposé tête-bêche.
Titre de la p. de t. additionnelle: Report on agencies, boards and commissions : Ontario Power Generation Inc..
Comprend des réf. bibliogr.
Également disponible sur l'Internet.
ISBN 978-1-4435-4429-0

1. Ontario Power Generation—Audit. 2. Électricité, Services publics d'—Ontario.
3. Électricité—Distribution—Ontario. I. Titre. II. Titre: Report on agencies, boards and commissions : Ontario Power Generation Inc.

HD9685 C3 O56 2010 354.4'9243909713 C2010-964036-5F

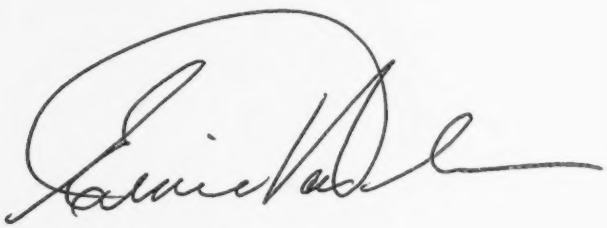
Legislative Assembly of Ontario

Assemblée législative de l'Ontario

L'honorable Steve Peters
Président de l'Assemblée législative

Monsieur le président,

Votre Comité permanent des organismes gouvernementaux a l'honneur de présenter son rapport et de le confier à l'Assemblée.



Ernie Hardeman
Président

Queen's Park
Septembre 2010

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

COMPOSITION DU COMITÉ

2e session, 39e législature
(à partir du 9 mars 2010)

ERNIE HARDEMAN
Président

LISA MACLEOD
Vice-présidente

LAURA ALBANESE

DONNA H. CANSFIELD

HOWARD HAMPTON

JIM WILSON

MICHAEL A. BROWN

M. AILEEN CARROLL

LEEANNA PENDERGAST

Douglas Arnott
Greffier du comité

Larry Johnston
Recherchiste

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

COMPOSITION DU COMITÉ

1re session, 39e législature
(à partir du 12 décembre 2007)

JULIA MUNRO
Présidente

LISA MACLEOD
Vice-présidente

MICHAEL A. BROWN

FRANCE GÉLINAS

DAVID RAMSAY

MARIA VAN BOMMEL

KEVIN DANIEL FLYNN

RANDY HILLIER

LIZ SANDALS

Douglas Arnott
Greffier du comité

Larry Johnston
Recherchiste

COMITÉ PERMANENT DES ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

LISTE DES CHANGEMENTS DANS LA COMPOSITION DU COMITÉ

KEVIN FLYNN a été remplacé par LOU RINALDI le 19 février 2009.

RANDY HILLIER a été remplacé par GERRY MARTINIUK le 25 mars 2009.

FRANCE GÉLINAS a été remplacée par HOWARD HAMPTON le 9 avril 2009.

MARIA VAN BOMMEL a été remplacée par RICK JOHNSON le 9 avril 2009.

LOU RINALDI a été remplacé par LAURA ALBANESE le 15 septembre 2009.

JULIA MUNRO a été remplacée par ERNIE HARDEMAN le 15 septembre 2009.

DAVID RAMSAY a été remplacé par YASIR NAQVI le 15 septembre 2009.

LIZ SANDALS a été remplacée par LEEANNA PENDERGAST le 15 septembre 2009.

GERRY MARTINIUK a été remplacé par JIM WILSON le 15 septembre 2009.

RICK JOHNSON a été remplacé par DONNA H. CANSFIELD le 9 mars 2010.

YASIR NAQVI a été remplacé par M. AILEEN CARROLL le 9 mars 2010.

LISTE DES CHANGEMENTS TEMPORAIRES

DAVE LEVAC

LIZ SANDALS

MARIA VAN BOMMEL

REZA MORIDI

PETER TABUNS

JOHN YAKABUSKI

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION 1

CONTEXTE 2
Renseignements généraux 2
Restructuration des marchés de l'électricité de l'Ontario 2
Comité d'examen de la centrale Pickering A 3
Le Comité d'examen de l'OPG 3
Offre et demande d'énergie 5
Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (2003) 5
La Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité 5
Supply Mix Advice de l'OEO (2005) 6
Directive ministérielle : Plan pour le réseau d'électricité intégré (2006) 7
Directive ministérielle : Énergie verte (2008) 8

ONTARIO POWER GENERATION 9
Mandat 9
Responsabilités aux termes du protocole d'entente 9
Directives et déclarations de l'actionnaire 10
Actifs de production 11
Prix de l'électricité 13
Information financière 14
Notation de crédit 14
États financiers 14
Prévisions 15
Structure et organisation 17

DISCUSSION ET RECOMMANDATIONS 17
La direction d'Ontario Power Generation 18
Évolution du marché de l'énergie en Ontario 18
Gestion des actifs 22
Actifs nucléaires 22
Actifs hydroélectriques 26
Centrales au combustible fossile 31
Biomasse (maximiser la valeur des actifs) 36
OPG et les Premières nations de l'Ontario 39
Orientations futures pour OPG 42
Gaz naturel 42
Nouvelles centrales nucléaires 44
Énergies renouvelables 45

ANNEXE A
Opinion dissidente des députés progressistes-conservateurs, membres du comité

INTRODUCTION

En vertu de l'alinéa 108(f) du Règlement de l'Assemblée législative de l'Ontario, le Comité permanent des organismes gouvernementaux a le mandat d'étudier le fonctionnement des organismes, conseils et commissions dont le lieutenant-gouverneur en conseil nomme tout ou partie des membres, ainsi que des personnes morales dont la Couronne du chef de l'Ontario est le principal actionnaire. Le Comité peut faire des recommandations sur des questions telles que les redondances à éliminer, la responsabilisation des organismes, les dispositions de temporisation appropriées ainsi que les rôles et mandats à réviser.

Conformément à son mandat, le Comité a étudié le fonctionnement d'Ontario Power Generation le 9 septembre 2009.

Les dirigeants et administrateurs suivants d'Ontario Power Generation (OPG) ont témoigné devant le Comité : M. Jake Epp, président du conseil d'administration, M. Tom Mitchell, président et chef de la direction, M. Donn Hannbridge, vice-président principal et chef des finances, et M. William Sheffield, membre du conseil d'administration et président du Comité de la rémunération et des ressources humaines.

Le Comité a également entendu le témoignage de cinq intervenants : la Society of Energy Professionals, représentée par M. Rod Sheppard, président, et par M. Joe Fierro, cadre supérieur de la Society chez OPG; la ville d'Atikokan, représentée par son maire M. Dennis Brown; l'Association des industries CANDU, représentée par M. Neil Alexander, président; l'Association canadienne du gaz, représentée par M^{me} Carol Cameron, directrice des comptes, développement des affaires, Union Gas Limited, et par M^{me} Edith Chin, Enbridge Gas Distribution; la Première nation du Lac Seul, représentée par le chef Clifford Bull et par M. Chris Angeconeb.

Le Comité tient à remercier les personnes qui ont témoigné durant les audiences publiques qu'il a tenues sur cet organisme. Les lecteurs qui souhaitent prendre connaissance de l'intégralité des présentations des témoins sont invités à consulter les comptes rendus du *Journal des débats* et les mémoires écrits.

Le présent rapport présente les constatations du Comité relatives à OPG. Le Comité exhorte le ministre à se pencher sérieusement sur ses observations.

CONTEXTE

Créée par la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* en tant que l'une des cinq sociétés qui ont remplacé Ontario Hydro, Ontario Power Generation (OPG) a commencé à exercer ses activités le 1er avril 1999. Elle possède maintenant l'un des plus importants portefeuilles d'actifs de production d'électricité peu polluante et à faible coût en Amérique du Nord. Organisme non classifié, OPG a été constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* et elle exerce ses activités en vertu des dispositions de la Partie IV.1 de la *Loi de 1998 sur l'électricité.* OPG relève du ministre de l'Énergie, qui représente la province en tant que seule actionnaire de la société.

Renseignements généraux

Dans les années 1990, Ontario Hydro était un monopole intégré verticalement qui dominait la production et le transport de l'électricité dans la province et jouait un rôle déterminant dans sa distribution. Plusieurs facteurs, notamment les dépassements de coûts de la construction d'installations nucléaires, ont contribué à un endettement[1] toujours plus important d'Ontario Hydro.

Restructuration des marchés de l'électricité de l'Ontario

Un document de politique gouvernementale publié en 1997 et intitulé *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (La voie du changement : Pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario) faisait sienne la prémisse de base du rapport Macdonald[2] publié en 1996, à savoir qu'il fallait remplacer le monopole d'Ontario Hydro par un marché de l'électricité concurrentiel[3].

La *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*

Se voulant un cadre pour les marchés concurrentiels, la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (la Loi adoptée en octobre 1998) reprenait des éléments du document « La voie du changement », notamment le démantèlement d'Ontario Hydro et la séparation des composantes à caractère potentiellement concurrentiel du système (la production et les services au marché de détail) de celles ayant un caractère davantage monopolistique (le transport et la distribution). La Loi créait par ailleurs la Société indépendante

---

[1] En 1996, la ratio d'endettement atteignait 85 %.

[2] Ontario, ministère de l'Environnement et de l'Énergie, *Un cadre pour la concurrence – Rapport du Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario à la ministre de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario* (Toronto : Le Ministère, 1996).

[3] Ontario, ministère de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie, *Direction for Change—Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario* (Toronto : Le Ministère, 1997), p. viii.

de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) et instaurait le libre accès aux installations de transport et de distribution[4].

OPG a été créée pour posséder et exploiter les actifs de production d'électricité d'Ontario Hydro. La Loi instaurait en outre l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (EAEM), qui avait pour but d'empêcher OPG de profiter de sa position dominante sur le marché en lui imposant un plafond de revenus à court terme, afin d'offrir des remises aux consommateurs d'électricité. L'EAEM exigeait également qu'OPG réduise sa capacité de production de façon qu'elle ne dépasse pas 35 % de l'approvisionnement de l'Ontario au cours de la prochaine décennie, mais cette exigence a été abandonnée par la suite.

Comité d'examen de la centrale Pickering A

En septembre 2003, l'unité 4 de la centrale Pickering A (centrale nucléaire) a été remise en service deux ans en retard et le coût (1,25 milliard de dollars) avait presque triplé par rapport à celui approuvé (457 millions de dollars) par le conseil d'administration d'OPG en 1999. En décembre 2003, le Comité d'examen de la centrale Pickering A, qui a fait enquête sur le dépassement des coûts et sur le retard, a indiqué dans son rapport que

> Le retard enregistré pour la remise en service de la centrale Pickering A a eu des effets pervers sur le secteur ontarien de l'électricité et a provoqué une hausse des prix pour les clientèles résidentielle et commerciale [...] il a miné la confiance des citoyens et des entreprises de la province envers les perspectives d'approvisionnement continu en électricité à un prix abordable en Ontario [...] la responsabilité finale incombe au conseil d'administration et à la haute direction d'OPG, qui ont exercé leurs fonctions de surveillance de façon inadéquate[5].

Le gouvernement a par la suite accepté la démission des trois principaux dirigeants d'OPG ainsi que de tous les membres de son conseil d'administration.

Le Comité d'examen de l'OPG

En décembre 2003 également, le gouvernement a créé le Comité d'examen de l'OPG pour qu'il le conseille sur la structure et le rôle futurs d'OPG et sur la

---

[4] Le projet de loi 100, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, a remplacé le nom de cet organisme par celui de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE).

[5] Ontario, *Rapport du comité d'examen de la centrale Pickering A* (Toronto: Le Comité, 2003), p. 1.

possibilité d'une remise en état des unités 1, 2 et 3 de la centrale Pickering A. En mars 2004, le Comité a recommandé ce qui suit :

- Qu'OPG se concentre sur ses actifs d'exploitation principaux – nucléaire, installations hydroélectriques et à combustible fossile – et qu'elle cesse ses activités périphériques comme la production d'énergie éolienne et solaire, la biomasse et les petits projets hydroélectriques;
- Que la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) approuve de façon indépendante les tarifs auxquels la production de chaque division d'OPG est vendue;
- Qu'OPG soit scindée en deux divisions d'exploitation principales : la division nucléaire et la division hydroélectrique/combustibles fossiles;
- Que les membres du conseil d'administration soient rémunérés de manière comparable aux membres d'entités semblables du secteur privé;
- Que les instructions ou les directives semblables, lorsqu'elles sont données à OPG par l'actionnaire, soient livrées par écrit et mises dans le domaine public;
- Qu'OPG réalise le projet de remise en service de l'unité 1 de Pickering A et qu'elle attende des preuves claires de la réussite de ce projet avant de procéder à d'autres travaux aux unités 2 ou 3[6].

Le Comité recommandait dans son rapport que l'Ontario commence à planifier l'augmentation de ses actifs de production nucléaire et leur remplacement éventuel par une technologie de production d'énergie nucléaire nouvelle afin de disposer d'une source plus rentable de production de la charge de base que la production d'électricité avec le gaz naturel[7].

---

[6] Comité d'examen de l'OPG, *Transformer la société de production d'énergie de l'Ontario – Recommandations*, mars 2004. Page Web http://www.cna.ca/french/pdf/studies/opg_review/French_Recommendations.pdf consultée le 2 mars 2010.

[7] Comité d'examen de l'OPG, *Transformer la société de production d'énergie de l'Ontario*, p. 21. La capacité de production de la charge de base sert à répondre à une demande de consommation relativement constante. En général, les unités qui produisent la charge de base fonctionnent au rythme de leur disponibilité. La capacité de production de la charge de pointe, en revanche, fonctionne de façon intermittente pour fournir de l'énergie durant les périodes de pointe. On s'en remet aux installations nucléaires et aux installations hydroélectriques de grande puissance pour la production de la charge de base.

Offre et demande d'énergie

Plusieurs rapports et plans qui traitent des besoins énergétiques futurs de la province et des moyens de les combler ont eu des répercussions manifestes pour OPG.

Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (2003)

Le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité a été mis sur pied en juin 2003 pour élaborer un plan d'action visant à attirer de nouvelles installations de production, à promouvoir l'économie d'énergie et à améliorer la fiabilité du réseau de transport. Dans son rapport publié en janvier 2004, le Groupe d'étude prévoyait une pénurie de sources d'approvisionnement énergétique à l'horizon et recommandait ce qui suit :

- créer une « culture de la conservation d'énergie » en mettant l'accent sur la sensibilisation et sur une meilleure coordination entre les producteurs d'énergie;
- diversifier les sources d'approvisionnement énergétique;
- maintenir en activité les centrales au charbon en attendant qu'il y ait une capacité de production suffisante pour les remplacer et qu'on ait instauré des mesures de réduction de la demande;
- faire en sorte qu'OPG soit un investisseur de dernier recours dans la passation de marchés portant sur la construction d'installations de production à un « nouvel endroit »[8].

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*

La *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale le 9 décembre 2004. Elle a pour objets de promouvoir l'élargissement de l'approvisionnement et de la capacité de production de l'électricité, de faciliter la gestion de la consommation et la gestion de la demande d'électricité, d'encourager l'économie et l'utilisation efficace de l'électricité et de réglementer les prix dans certaines parties du secteur de l'électricité.

---

[8] Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs*, Final Report to the Minister, January 2004. Page Web http://www.mei.gov.on.ca/en/energy/electricity/?page=reports-ECTF consultée le 2 mars 2010.

La Loi a créé un nouvel organisme de réglementation, à savoir l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), qui a pour mandat de veiller à la suffisance des ressources en électricité de l'Ontario à moyen et à long terme. L'OEO est également responsable du Bureau des économies d'énergie et du directeur des économies d'énergie, qui fournissent des orientations pour la planification et la coordination de la conservation de l'électricité et de la gestion de la consommation dans la province.

Supply Mix Advice de l'OEO (2005)

En décembre 2005, à la demande de la ministre de l'Énergie, l'OEO a publié un rapport intitulé *Supply Mix Advice* (conseils sur l'éventail de sources d'approvisionnement en électricité) et portant sur les 20 prochaines années[9]. L'OEO prévoit ce qui suit :

- la demande d'électricité en Ontario augmentera d'environ 0,9 % par année;
- la province pourra compter sur un approvisionnement énergétique suffisant jusqu'en 2014 en autant que les initiatives actuelles en matière d'approvisionnement se matérialisent et que les mesures de conservation et de gestion de la demande (CGD) portent fruit;
- il y aura un écart entre l'offre et la demande d'électricité après 2014;
- d'ici 2025, la province devra remplacer, remettre en état ou supplanter au moyen de la conservation une capacité de production d'environ 10 000 mégawatts (MW) d'électricité.

Dans cet esprit, l'OEO a formulé les observations et les recommandations suivantes :

- Les mesures d'efficacité énergétique et de réduction de la demande pourraient fournir un approvisionnement de l'ordre de 1 800 à 4 300 MW; le chiffre de 1 800 MW représente l'« hypothèse raisonnable et prudente ».
- Les sources renouvelables devraient fournir un supplément de 7 800 MW d'électricité d'ici 2025 (c.-à-d., un ajout de

[9] Office de l'électricité de l'Ontario, *Supply Mix Advice Report,* Vol. 1, décembre 2005. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/Report_Static/1139.htm consultée le 2 mars 2010. Voir également, Office de l'électricité de l'Ontario, « Supply Mix Summary », décembre 2005. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/Storage/18/1338_Part_1-1_Supply_Mix_Summary.pdf consultée le 2 mars 2010.

6 700 MW aux approvisionnements alors en cours). L'apport de l'hydroélectricité, compris dans le total pour les sources renouvelables, devrait représenter 1 350 MW de plus que les approvisionnements actuels, et celui de l'énergie éolienne, 3 600 MW de plus que les approvisionnements en cours; les importations d'électricité, la biomasse et l'énergie solaire représenteraient respectivement un apport de 1 250 MW, de 500 MW et de 40 MW.

- La production au gaz naturel devrait fournir un ajout de capacité de seulement 1 500 MW (c.-à-d., la capacité envisagée par les directives actuelles en matière d'approvisionnement), « parce que [...] le gaz naturel comporte des risques du point de vue du coût, de l'impact environnemental et du risque financier. »
- L'apport de la production nucléaire devrait se situer entre 12 900 et 15 900 MW de puissance d'ici 2025; il s'agit d'une cible qui nécessiterait d'autres remises en état et la construction de « nouvelles centrales ».
- Le remplacement de la production au charbon devrait continuer de faire l'objet d'une surveillance étroite et la fiabilité devrait être le principe de base de tout plan de remplacement.

En novembre 2006, l'OEO a indiqué que l'Ontario connaîtrait des pénuries d'approvisionnement énergétique advenant la fermeture des centrales au charbon avant 2011. L'organisme recommandait le maintien en service de la centrale Nanticoke jusqu'en 2014 au moins[10].

Directive ministérielle : Plan pour le réseau d'électricité intégré (2006)

En juin 2006, le gouvernement a demandé à l'OEO d'élaborer un nouveau Plan pour le réseau d'électricité intégré (PREI) afin de répondre aux objectifs suivants :

- une réduction de la demande de pointe totale de 6 300 MW d'ici 2025, au moyen de mesures d'économie d'énergie, ainsi que des cibles intermédiaires de 1 350 MW en 2007 et de 2 700 MW d'ici 2010;

---

[10] Office de l'électricité de l'Ontario, *Ontario's Integrated Power System Plan: Discussion Paper 7, Integrating the Elements—A Preliminary Plan*, novembre 2006. Page Web http://www.powerauthority.on.ca/ipsp/Storage/32/2734_DP7_IntegratingTheElements.pdf consultée le 2 mars 2010.

- une nouvelle capacité de production d'énergies renouvelables (hydroélectricité, énergies éolienne et solaire et biomasse) de 2 700 MW d'ici 2010 et de 15 700 MW d'ici 2025;
- le maintien d'une capacité de production nucléaire de base de 14 000 MW au cours de la période du plan[11];
- une capacité de production au gaz suffisante, à haut rendement et de grande valeur pour répondre à la demande en périodes de pointe;
- la mise hors service graduelle des centrales au charbon dès que possible tout en maintenant une capacité de production suffisante pour assurer la fiabilité du système d'électricité.

Directive ministérielle : Énergie verte (2008)

En septembre 2008, le gouvernement a demandé à l'OEO de revoir son PREI afin de tenir compte d'un engagement plus grand envers l'énergie verte. Plus précisément, le gouvernement a demandé à l'OEO de se pencher sur les aspects suivants :

- la quantité et la diversité des différentes sources d'énergie renouvelables;
- l'accélération de la réalisation des objectifs d'économie d'énergie fixés;
- l'amélioration de la capacité de transport de l'électricité dans le Nord de l'Ontario ainsi que dans d'autres régions de la province afin d'améliorer le développement de nouvelles sources d'énergie renouvelable;
- la possibilité de convertir aux biocombustibles les centrales au charbon;
- la disponibilité de la production décentralisée;
- la possibilité que les réserves pompées contribuent à l'approvisionnement énergétique en périodes de pointe[12].

---

[11] La capacité totale de 14 000 MW est légèrement supérieure à celle de toutes les unités nucléaires actuelles de l'Ontario, y compris celles qui sont actuellement hors service (les tranches 1 et 2 de la centrale de Bruce) ou qui ont été retirées de la production (tranches 2 et 3 de Pickering A).

[12] Ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, « Un plan énergétique pour rendre l'Ontario plus sain », *Communiqué*, 18 septembre 2008. « Les zones oranges » correspondent aux régions de la province où les lignes de transport sont saturées.

Dans une lettre datée de mars 2009, l'OEO a informé la CEO qu'elle modifierait son PREI au cours de l'été à la suite de l'adoption de la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* (projet de loi 150).

ONTARIO POWER GENERATION

Ontario Power Generation a acheté les actifs de production d'Ontario Hydro et a commencé à exercer ses activités le 1er avril 1999.

Mandat

Le paragraphe 53.1(1) de la *Loi de 1998 sur l'électricité* stipule que les objets d'Ontario Power Generation « consistent entre autres à être propriétaire d'installations de production et à exploiter de telles installations ».

Le conseil d'administration assume ses responsabilités et exerce ses pouvoirs en vertu de plusieurs lois de l'Ontario, dont la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi sur les évaluations environnementales*, la *Loi sur les ressources en eau de l'Ontario* et la *Loi sur la protection de l'environnement*, de même qu'en vertu de certaines lois fédérales, notamment la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* et la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*. Par ailleurs, les règles du marché établies par la SIERE s'appliquent aux activités d'OPG.

Responsabilités aux termes du protocole d'entente

OPG relève du ministre de l'Énergie. Les responsabilités d'OPG envers la province sont énoncées dans un protocole d'entente conclu en 2005 :

- La production d'électricité est le mandat de base d'OPG. Elle exploitera de la façon la plus efficace et la plus efficiente possible, en respectant le cadre législatif et réglementaire, ses actifs de production nucléaire, hydroélectrique et à combustibles fossiles [...] OPG exploitera ces actifs en faisant en sorte de réduire le risque financier et opérationnel de la province.
- L'objectif principal d'OPG dans le domaine nucléaire est la réduction du risque de la province découlant de ses investissements dans les centrales nucléaires en général et, plus particulièrement, dans la remise en état des anciennes unités. OPG continuera d'exploiter ses installations nucléaires en exerçant une grande vigilance sur le plan de la sûreté nucléaire.

- OPG visera l'amélioration constante de ses activités de production nucléaire et de ses services internes [...] La grande priorité opérationnelle d'OPG sera l'amélioration de l'exploitation de son parc actuel de centrales nucléaires.
- En ce qui a trait aux investissements dans l'établissement de nouvelles capacités de production, la production d'énergie hydroélectrique sera la priorité d'OPG [...] Ceci comprendra l'agrandissement et le réaménagement de ses installations actuelles ainsi que la poursuite de nouveaux projets réalisables. OPG effectuera ces investissements seule ou en partenariat, selon les besoins.
- OPG n'effectuera pas d'investissement dans des projets de production d'énergie renouvelable non hydroélectrique sauf si l'actionnaire lui en fait expressément la demande.
- OPG continuera d'exploiter son parc de centrales alimentées aux combustibles fossiles, notamment les centrales au charbon, selon les principes commerciaux courants en tenant compte de la politique de remplacement du charbon du gouvernement et du rôle des centrales aux combustibles fossiles dans le marché de l'électricité de l'Ontario, en attendant qu'un règlement gouvernemental ou des déclarations uniformes de l'actionnaire exigent la fermeture des centrales au charbon.
- OPG exercera ses activités en Ontario en conformité avec les normes d'entreprise les plus strictes, entre autres dans le domaine de la gouvernance générale, de la responsabilité sociale et de la citoyenneté d'entreprise.
- OPG exercera ses activités en Ontario en conformité avec les normes d'entreprise les plus strictes en matière de gérance environnementale.

Directives et déclarations de l'actionnaire

Le protocole d'entente stipule par ailleurs que l'actionnaire peut demander à OPG, au moyen d'une déclaration écrite, d'entreprendre certaines initiatives. Dans le cadre de son témoignage devant le Comité en février 2007, le président et chef de la direction d'OPG à l'époque, M. Jim Hankinson, avait expliqué que les directives écrites (ou déclarations) étaient nécessaires quand l'actionnaire désire qu'OPG entreprenne un projet ou une initiative qui n'est

pas dans « l'intérêt commercial d'OPG[13]. » Jusqu'à maintenant, de telles déclarations ont été émises en rapport avec les sujets suivants :

- la conversion du charbon au gaz naturel de la centrale de Thunder Bay (le 6 octobre 2005);
- la modification du contrat de location et de l'accord sur le combustible irradié entre OPG et Bruce Power (le 14 octobre 2005);
- l'agrandissement de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami (le 23 mai 2006);
- le lancement d'études de faisabilité pour la remise en état d'unités nucléaires existantes et l'enclenchement du processus d'obtention des approbations fédérales pour la construction de nouvelles unités à un emplacement existant (le 16 juin 2006);
- l'annulation de la conversion de la centrale de Thunder Bay (le 12 juillet 2006);
- la réduction des émissions de CO_2 découlant de l'utilisation du charbon dans les centrales alimentées au charbon (le 15 mai 2008);
- la demande de déclarations d'intérêt pour l'approvisionnement et le transport de biocombustible solide (le 13 janvier 2009).

Actifs de production

OPG possède l'un des plus importants portefeuilles d'actifs de production d'électricité en Amérique du Nord. Au 31 décembre 2009, elle exploitait une capacité de production en service de 21 729 MW, soit environ 61,4 % de la puissance installée totale de 35 370 MW de l'Ontario (SIERE, 21 août 2009)[14].

---

[13] Comité permanent des organismes gouvernementaux, *Journal des débats*, 26 février 2007, p. A-443.

[14] En comparaison, la demande de pointe maximale en Ontario en 2009 était de 25 815 MW le 18 août; les autres pointes correspondaient à 24 333 MW le 17 août, 24 231 MW le 16 décembre et 22 983 MW le 15 janvier. Le 4 février 2010, la puissance installée en Ontario s'élevait à 35 485 MW (SIERE, *18-Month Outlook Update: March 2010 to August 2011*, p. 9).

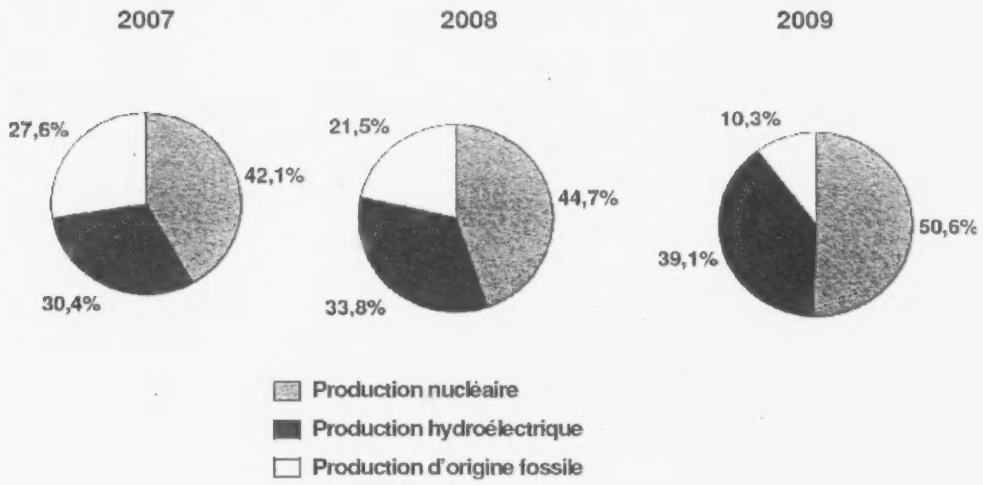
	Au 31 décembre 2009 Capacité (MW)	2009 Énergie (TWh)
Production nucléaire		
Darlington	3 512	26,0
Pickering B	2 064	15,1
Pickering A	1 030	5,7
	6 606	46,8
Production hydroélectrique par groupe de centrales		
Niagara	2 257	12,3
Ottawa St. Lawrence	2 571	13,9
Northeast	1 312	4,7
Northwest	684	4,6
Evergreen Energy	120	0,6
	6 944	36,2
Production d'origine fossile		
Nanticoke	3 640	5,6
Lennox	2 100	0,1
Lambton	1 920	3,6
Thunder Bay	306	0,1
Atikokan	211	0,1
	8 177	9,5
Production d'origine éolienne		
	2	-
Total	**21 729**	**92,5**

*Source : Fiche d'information d'*OPG (2009)

À partir des installations susmentionnées, OPG a produit 92,5 térawattheures (TWh) d'électricité en 2009 (une baisse par rapport à 107,8 TWh en 2008), soit à peu près 66,5 % de la demande d'électricité primaire de 139,2 TWh en Ontario (une baisse par rapport à 72,5 % de la demande d'électricité primaire de 148,7 TWh en 2008 dans la province). Par ailleurs, OPG est copropriétaire de deux centrales alimentées au gaz, soit le Portlands Energy Centre à Toronto (avec TransCanada Energy Ltd.) et la centrale Brighton Beach (avec ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd.), et elle possède également deux centrales nucléaires qu'elle loue à long terme à Bruce Power.

L'apport de chaque secteur d'activité à la production totale d'OPG au cours des trois derniers exercices est présenté à la Figure 1; la baisse croissante de la production au charbon durant cette période est manifeste.

FIGURE 1 : APPORT DES SECTEURS À LA PRODUCTION D'OPG



Données : *Rapport annuel 2008* et revue de l'année 2009 *d'OPG*

Prix de l'électricité

Depuis le 1er avril 2005, le système de tarification de la production d'OPG fait une distinction entre l'énergie produite par les actifs « réglementés », qui reçoit un prix fixe, et celle produite par les actifs « non réglementés », qui reçoit le prix du marché de l'électricité de gros.

Les actifs réglementés comprennent les centrales nucléaires d'OPG (Pickering A et B et Darlington) et sa production hydroélectrique de base (les centrales Sir Adam Beck 1 et 2 et la centrale à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2 et les installations hydroélectriques R.H. Saunders).

Pour la période allant du 1er avril 2005 au 31 mars 2008, la première tranche de 1 900 MWh de production hydroélectrique de base a reçu 33,00 $/MWh, tandis que l'électricité produite par les unités nucléaires d'OPG a reçu 49,50 $/MWh. Le 1er avril 2008, ces prix fixes ont augmenté à 36,66 $/MWh pour la production hydroélectrique réglementée et à 54,98 $/MWh pour la production nucléaire. Ces tarifs ont été établis par une ordonnance rendue par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO), laquelle s'occupe maintenant de réglementer les tarifs d'OPG[15].

[15] L'ordonnance de la CEO qui établissait les nouveaux prix a été rendue le 2 décembre 2008. Comme les prix ont été approuvés avec effet rétroactif au 1er avril 2008, OPG reçoit un montant additionnel de 2,18 $/MWh pour sa production des installations hydroélectriques réglementées et un montant additionnel de 3,22 $/MWh pour la production des installations nucléaires, avec prise d'effet le 1er décembre 2008, afin de percevoir les revenus rétroactifs.

Entre le 1er avril 2005 et le 20 novembre 2008, OPG a reçu le prix du marché au comptant de l'électricité pour la production des installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh; il s'agit d'un mécanisme visant à encourager la production d'hydroélectricité. Le 1er décembre 2008, le mécanisme de tarification de la production hydroélectrique des actifs réglementés a été remplacé par un mécanisme visant à « optimiser » la production.

> Depuis le 1er avril 2005, l'électricité produite par le reste des actifs hydroélectriques d'OPG et ses centrales à combustible fossile (c.-à-d., les actifs « non réglementés ») a reçu le prix du marché au comptant de l'électricité; 85 % de cette production était assujettie à une limite de revenus établie initialement pour une période de 13 mois qui devait prendre fin le 30 avril 2005, mais qui a été ensuite prolongée. La limite de revenus était de 47 $/MWh pour la période du 1er avril 2005 au 30 avril 2006, de 46 $/MWh pour la période du 1er mai 2006 au 30 avril 2007, de 47 $/MWh pour la période du 1er mai 2007 au 30 avril 2008 et de 48 $/MWh pour la période du 1er mai 2008 au 30 avril 2009. Les revenus excédant le plafond ont été remis à la SIERE aux fins de distribution aux consommateurs.

En raison des tarifs réglementés et du mécanisme des remises, le prix de vente moyen de l'électricité d'OPG en 2009 était de 4,5 ¢/kWh (en baisse par rapport à 4,9 ¢ en 2008), contre un prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario de 3,2 ¢/kWh (en baisse par rapport à 5,2 ¢ en 2008).

Information financière

Notation de crédit

En août 2008, l'agence de notation Standard and Poor's (S&P) a rehaussé la note à long terme d'OPG, la faisant passer de BBB+ avec une perspective positive à A- avec une perspective stable tout en maintenant la note d'OPG à l'échelle mondiale à A-2 et celle du papier commercial canadien à A-1(bas).

Le Dominion Bond Rating Service (DBRS) continue d'attribuer à OPG une note A (bas) à sa dette à long terme et une note de R1 (bas) à son papier commercial à court terme, toutes deux avec des tendances stables.

États financiers

Le Tableau 1 (page suivante) présente un résumé des états des résultats consolidés d'OPG accompagné d'un aperçu détaillé du bénéfice par secteur d'activité portant sur trois exercices. En 2009, OPG a déclaré un bénéfice net de 623 millions de dollars, contre 88 millions de dollars en 2008 (528 millions

de dollars en 2007) malgré la diminution de la production d'électricité et la baisse des revenus nets. En 2009, pour une deuxième année de suite, la variation de la valeur de ses fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires a grandement influé sur les revenus nets d'OPG. Les résultats plus solides de 2009 témoignent en grande partie de l'augmentation du rendement des fonds d'investissement distincts consacrés aux coûts futurs liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Les rendements sur les actifs réglementés d'OPG contrebalancent le rendement plus faible des actifs assujettis au prix du marché de gros. Le secteur de la production d'origine fossile a affiché une perte de 99 millions de dollars malgré le versement d'une somme de 412 millions de dollars à OPG en 2009 aux termes d'une entente de recouvrement des coûts conclue avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO).

Prévisions

Dans son plan d'affaires pour la période de 2009 à 2013, OPG avait budgété un bénéfice net de 457 millions de dollars en 2009 et prévu qu'il diminuerait à 383 millions de dollars en 2010 pour tenir compte « du report d'un an de la prochaine hausse proposée des tarifs réglementés[16]. » OPG prévoit un bénéfice net de l'ordre de 750 millions de dollars au cours des trois dernières années du Plan d'affaires. La société souligne que le plan tient compte de l'ordonnance tarifaire rendue par la CEO en novembre 2008 et de la modification de l'exploitation de ses centrales au charbon dans la foulée de la stratégie de réduction des émissions de CO_2 adoptée par la province (nous discutons plus loin de cette stratégie annoncée en mai 2008).

[16] OPG, *Summary of OPG's 2009-2013 Business Plan*, p. 7 (Présentation d'OPG au Comité permanent, onglet 19).

TABLEAU 1 : RÉSUMÉ DES ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS *ET* DU BÉNÉFICE PAR SECTEUR PORTANT SUR TROIS EXERCICES.

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Revenus			
Revenus avant le rabais associé à la limite de revenus	**5 640**	6 359	5 887
Rabais associé à la limite de revenus	**(27)**	(277)	(227)
	5 613	6 082	5 660
Charges liées au combustible	**991**	1 191	1 270
Marge brute	**4 622**	4 891	4 390
Charges			
Exploitations, maintenance et administration	**2 882**	2 967	2 974
Amortissement	**760**	743	695
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**634**	581	507
Pertes sur les (rendements des) fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(683)**	93	(481)
Autres charges, montant net	**76**	71	75
	3 669	4 455	3 770
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**953**	436	620
Intérêts débiteurs, montant net	**185**	165	143
Charge (recouvrement) d'impôts	**145**	183	(51)
Bénéfice net	**623**	88	528
Production d'électricité (TWh)	**92,5**	107,8	105,1
Flux de trésorerie			
Flux de trésorerie d'exploitation	**299**	870	379

(en millions de dollars)	2009	2008	2007
Activités réglementées			
Production nucléaire	**390**	235	(58)
Gestion des déchets nucléaires	**52**	(670)	(26)
Production hydroélectrique	**327**	310	249
Activités non réglementées			
Production hydroélectrique	**209**	508	329
Production d'origine fossile	**(99)**	(25)	74
Autre	**74**	78	52
Bénéfice (bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices)	**953**	436	620

Source : *Rapports annuels et résultats financiers de 2007, 2008 et 2009 d'OPG*

Structure et organisation

Les statuts constitutifs d'OPG indiquent que la société doit compter entre trois et quinze administrateurs, choisis par le ministre de l'Énergie; elle en compte présentement douze. Le président du conseil d'administration est élu comme administrateur et nommé comme président pour un mandat qui prend fin à la clôture de la troisième assemblée annuelle des actionnaires de la société. Les postes d'administrateur ne sont soumis à aucune autre exigence ou limite que celles imposées par la *Loi sur les sociétés par actions*, laquelle stipule que les actionnaires (c.-à-d., la province) élisent des administrateurs pour des mandats d'une durée maximale de trois ans (par. 119(4)).

Le conseil se réunit au moins six fois par année et compte sept comités : le Comité de vérification et de gestion des risques, le Comité de la rémunération et des ressources humaines, le Comité de gouvernance et de nomination, le Comité de surveillance des fonds d'investissement, le Comité de l'exploitation nucléaire, le Comité des projets de production nucléaire et le Comité des projets importants. Chaque comité a une charte ainsi qu'une description des fonctions de son président; il est possible de les consulter sur le site Web d'OPG.

Selon un document déposé par OPG auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, chaque administrateur qui n'est pas un employé d'OPG reçoit des honoraires annuels de 25 000 $. Un administrateur reçoit aussi des honoraires annuels de 3 000 $ pour chacun des comités dont il est membre ainsi que des honoraires annuels de 3 000 $ à titre de président d'un comité (des honoraires annuels de 8 000 $ dans le cas du président du Comité de vérification et de gestion des risques). Les administrateurs reçoivent en outre des honoraires de 1 500 $ ou de 750 $ pour chaque réunion à laquelle ils assistent, ainsi qu'une prime de déplacement selon la distance qu'ils doivent parcourir pour assister à chaque réunion.

Discussion et recommandations

Au cours de la matinée du 9 septembre 2009, le Comité a entendu et interrogé les cadres supérieurs d'Ontario Power Generation. L'après-midi, les intervenants invités par le Comité ont présenté leur témoignage au sujet d'OPG. On trouvera dans la présente section un résumé des audiences ainsi que les recommandations du Comité.

La direction d'Ontario Power Generation

Dans leurs observations préliminaires à l'intention du Comité, le président du conseil d'administration d'OPG, Jake Epp, et le président et chef de la direction de la société, Tom Mitchell, ont décrit les efforts déployés par l'entreprise pour être « une société chef de file de la production d'électricité peu polluante et un producteur de choix pour l'Ontario[17] ». M. Epp a souligné que M. Mitchell, qui est devenu président et chef de la direction le 1er juillet 2009, jouit de l'appui de tous les membres du conseil d'administration comme étant la personne qu'il faut pour diriger OPG et lui permettre de relever les défis de la prochaine décennie.

M. Mitchell a discuté des responsabilités d'OPG comme « gardienne et intendante du legs de la production d'électricité de propriété publique en Ontario[18] ». Contrairement à Ontario Hydro, qui était un service public totalement intégré et un quasi-monopole, OPG exerce ses activités dans un marché concurrentiel comptant d'autres producteurs d'électricité et n'a qu'un seul mandat : « produire de l'électricité pour contribuer à combler les besoins énergétiques de l'Ontario[19] ». Alors que les gouvernements de l'époque utilisaient Ontario Hydro pour réaliser certains objectifs de politique économique et sociale, M. Mitchell a souligné que le rôle d'OPG comme producteur est de gérer ses actifs « selon des principes commerciaux clairs et reconnus[20] ».

Évolution du marché de l'énergie en Ontario

M. Epp a indiqué que la récession économique mondiale actuelle soumet OPG à de nouveaux défis. Les données tirées des résultats financiers de 2009 d'OPG et des rapports mensuels de la SIERE, reproduites dans le Tableau 2, montrent l'importance de la réduction de la demande d'énergie et de la production d'OPG au cours des 18 derniers mois. Les chiffres confirment en outre l'observation d'OPG voulant que la baisse de la production en 2009 soit non seulement le reflet d'une diminution de la demande, mais également d'une augmentation de la production d'électricité par d'autres producteurs de la province.

---

[17] Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-569.
[18] Ibid., p. A-570.
[19] Ibid.
[20] Ibid.

Tableau 2 : Demande ontarienne d'électricité et production d'OPG

(TWh)	2009		2008	
	Production d'OPG	*Demande ontarienne*	Production d'OPG	*Demande ontarienne*
1er trim.	25,6	*37,6*	29,4	*39,5*
2e trim.	20,9	*32,2*	25,9	*35,1*
3e trim.	22,6	*34,5*	27,3	*37,5*
4e trim.	23,4	*34,9*	25,2	*36,6*
Total	**92,5**	***139,2***	**107,8**	***148,7***

Source : OPG, résultats financiers de 2009

Au moment des audiences (en septembre 2009), la SIERE prévoyait une baisse de 4,0 % de la demande en 2009 (à 142,9 TWh) suivie d'une autre diminution de 0,3 % en 2010. Les données de mars 2010 indiquent que la baisse enregistrée en 2009 était beaucoup plus prononcée (6,1 %), à 139,2 TWh, et la SIERE prévoyait des augmentations de 0,2 % et de 0,9 % en 2010 et 2011 respectivement. Le 4 février 2010, la SIERE a fait état d'une puissance provinciale installée de 35 485 MW et d'une puissance supplémentaire de 2 600 MW, censée entrer en service entre mars 2010 et août 2011.

La situation qui a prévalu tout au long de 2009 a donné lieu à un écart considérable entre la puissance installée totale et la demande d'électricité en Ontario. La demande ontarienne totale a rarement dépassé 21 000 MW en 2009 et la demande mensuelle moyenne a été de l'ordre de 15 000 à 19 000 MW. Comme l'a expliqué M. Mitchell, cette situation a eu différentes répercussions sur OPG.

Augmentation de l'électricité à émissions faibles ou nulles

La société a été en mesure d'augmenter la proportion d'électricité à émissions faibles ou nulles – plus précisément, l'énergie produite par ses installations hydroélectriques et nucléaires – dans sa production. La part de la production totale d'OPG provenant des centrales hydroélectriques et nucléaires est passée de 78 % en 2008 à 89,7 % en 2009.

Limitation de la production thermique

OPG a été en mesure de réduire la production d'électricité de ses installations alimentées au charbon et de concentrer la production thermique restante dans ses unités de brûlage les moins polluantes. En 2009, la production des centrales au charbon d'OPG a atteint son plus bas niveau en 45 ans, soit 9,5 TWh.

En réponse à une question du Comité sur les moyens pris par OPG pour réduire les coûts dans le contexte de la conjoncture économique difficile et de la réduction de la demande d'électricité, M. Mitchell a fait état de deux décisions. La première, prise en 2008, consistait à cerner et éliminer 80 millions de dollars de charges dans les budgets de 2009 et de 2010. La seconde décision, prise « en tenant compte du fait que les prix plus bas du marché pourraient avoir des répercussions sur nos revenus », consistait à cerner d'autres réductions des charges de l'ordre de 85 millions de dollars en 2010. M. Mitchell a indiqué que la fermeture permanente de 4 des 15 unités d'OPG alimentées au charbon (2 unités à la centrale de Lambton et 2 autres à celle de Nanticoke), annoncée le 3 septembre 2009, fournira « la majeure partie de ce montant de 85 millions de dollars[21] ». La fermeture est prévue au cours du quatrième trimestre de 2010.

Dans toute la province, le recours au gaz naturel pour alimenter la production d'énergie thermique augmente constamment, à tel point que la capacité de production au gaz installée totale dépasse maintenant la capacité de production au charbon installée totale. OPG est copropriétaire de deux centrales au gaz dont la capacité de production combinée est légèrement supérieure à 1,2 MW.

Bas prix de l'électricité de gros

La faible demande d'électricité conjuguée à l'augmentation de l'approvisionnement disponible a maintenu le prix de l'électricité de gros à un faible niveau en 2009. Le prix horaire de l'électricité de l'Ontario moyen pondéré (PHEO moyen) en 2009 était de 3,16 ¢/kWh (contre 5,16 ¢/kWh en 2008). M. Mitchell a rappelé au Comité que la majeure partie de l'électricité produite par OPG était assujettie à des prix réglementés :

> Au cours de chacune des trois dernières années, c'est-à-dire de 2006 à 2008, le prix de vente moyen qu'OPG a reçu pour son électricité était plus bas que le prix horaire moyen pondéré du marché au comptant de l'électricité[22].

Ce contexte fait qu'OPG recevait un prix plus élevé pour l'électricité produite avec ses actifs non réglementés, dont ses unités à combustible fossile. Toutefois, en 2009, compte tenu des prix réglementés de 3,67 ¢/kWh pour la production hydroélectrique de base et de 5,5 ¢/kWh pour la production nucléaire, la société était peu incitée à exploiter ses unités alimentées au charbon pour ne toucher qu'un prix au comptant moyen de 3,16 ¢/kWh.

---

[21] Ibid., p. A-581.
[22] Ibid., p. A-570.

C'est dans ce contexte que la direction de la société, comme l'a indiqué M. Epp, a présenté au conseil d'administration une analyse de rentabilisation dans laquelle elle recommandait la fermeture de quatre unités alimentées au charbon[23].

Quand le Comité lui a demandé si OPG demanderait une augmentation de ses prix réglementés, M. Mitchell a indiqué qu'OPG présentera une demande tarifaire à la CEO en 2010 tout en faisant remarquer qu'il serait prématuré de supposer qu'OPG demandera une hausse ou une baisse tarifaire. Le Comité a également entendu le témoignage de la Society of Energy Professionals (SEP), laquelle recommandait que les actifs réglementés d'OPG continuent d'être financés comme il se doit par le biais des audiences tarifaires de la CEO.

Production de base excédentaire

La faible demande a créé une situation de production de base excédentaire. M. Mitchell a imputé la faible demande générale d'électricité à la « conjoncture économique et au fait que nous ayons connu un été extrêmement frais, la température ne dépassant 30 degrés que trois jours seulement cette année[24] ».

Dans ses résultats financiers du deuxième trimestre de 2009, OPG a souligné que la production de base excédentaire a été « un sujet de préoccupation important » pour l'entreprise au cours des six premiers mois de 2009. OPG précise que la production de base excédentaire l'a obligée

> à fermer du jour au lendemain des unités alimentées au combustible fossile, à procéder à des détournements/déversements d'eau dans ses centrales hydroélectriques pour éviter d'augmenter la production d'électricité et à réduire la production de ses centrales nucléaires.

La baisse de la production aux centrales hydroélectriques non réglementées au troisième trimestre de 2009 par rapport à la même période un an plus tôt a aussi été imputée, en partie, à une situation inhabituelle de production de base excédentaire[25].

OPG a en outre souligné que la *Loi de 2009 sur l'énergie verte* autorise l'ajout d'une quantité illimitée d'électricité renouvelable au réseau, ce qui pourrait

---

[23] Ibid., p. A-583.
[24] Ibid., p. A-576.
[25] OPG, « 2009 Third Quarter Financial Results » (novembre 2010), p. 1 (fichier pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse http://www.opg.com/news/releases/091120Q3Financials.pdf).

accentuer la production de base excédentaire[26]. La SEP a recommandé de freiner la production d'énergie éolienne en périodes de production de base excédentaire afin de réduire les déversements d'eau imputables à une situation de production de base excédentaire dans les centrales hydroélectriques d'OPG. Elle a en outre recommandé de traiter les lignes de transport local pour les projets hydroélectriques d'OPG de la même façon que les branchements pour l'énergie éolienne.

Gestion des actifs

Actifs nucléaires

Plus que tout autre mode de production, l'énergie thermique produite avec du combustible nucléaire comble une partie considérable des besoins énergétiques de l'Ontario. En 2009, OPG a produit 46,8 TWh d'énergie nucléaire (contre 48,2 TWh en 2008 et 44,2 TWh en 2007) avec les réacteurs CANDU (réacteurs canadiens à deutérium-uranium) dans ses installations de Darlington et Pickering. Ces centrales sont à l'origine de 50,6 % de la production d'OPG en 2009 (contre 44,7 % en 2008 et 42,1 % en 2007).

Centrale nucléaire Darlington

Située dans la municipalité de Clarington, la centrale Darlington, mise en service en 1989, compte quatre unités et sa production totale est de 3 524 MW. Il s'agit de la plus grande centrale nucléaire du Canada et l'une des centrales nucléaires à unités multiples qui offre le meilleur rendement au pays, bon an mal an. En réponse à une question du Comité, les dirigeants d'OPG ont indiqué que le réacteur offrant le meilleur rendement à Darlington en 2008 était l'unité 3, comme en témoigne son facteur de capacité (facteur de capacité des unités de production nucléaire) de 99,93 %[27]. La centrale nucléaire Darlington a été la première en Amérique du Nord à obtenir la certification ISO 14001, une norme environnementale. En février 2008, le permis d'exploitation de la centrale Darlington a été renouvelé par la

---

[26] OPG, « 2009 Second Quarter Financial Results » (août 2009), p. 11-12 (fichier pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse http://www.opg.com/news/releases/090814Q2Financials.pdf). La production « acheminable » s'entend de l'électricité que l'exploitant du réseau (la SIERE) peut accepter ou refuser d'après les besoins du réseau et le prix offert pour celle-ci dans le marché de l'électricité de gros. On considère habituellement comme de l'énergie « non acheminable » l'électricité qu'il est difficile de mettre sous tension ou hors tension ou de moduler en fonction de la demande, comme l'électricité provenant des génératrices nucléaires ou des génératrices hydroélectriques de grande puissance. L'Ontario a choisi de traiter l'énergie renouvelable provenant de sources intermittentes comme l'énergie éolienne ou solaire comme de l'énergie « non acheminable » – l'énergie produite par ces installations est acceptée dans le réseau quelle qu'en soit la quantité.

[27] Lettre envoyée par OPG au Comité permanent des organismes gouvernementaux le 10 septembre 2009.

Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour une durée de cinq ans.

Centrale nucléaire Pickering

Située sur les rives du lac Ontario à l'est de Toronto, Pickering, qui a déjà compté parmi les plus grandes installations de production d'énergie nucléaire dans le monde, se compose de deux centrales, à savoir Pickering A et B. La première compte deux réacteurs en exploitation et la seconde, quatre réacteurs; leur production combinée correspond à 3 100 MW.

Mise en service en 1971, la centrale Pickering A a été exploitée jusqu'au moment de sa fermeture temporaire volontaire en 1997. L'unité 4 a été remise en service en septembre 2003 et l'unité 1, en novembre 2005. En août 2005, le conseil d'administration d'OPG a établi que la remise en service des unités 2 et 3 ne se justifiait pas du point de vue commercial. Selon M. Mitchell, cette décision était « un parfait exemple de l'utilisation par notre société d'un processus décisionnel rigoureux pour prendre des décisions d'affaires[28] ».

En réponse à une question sur le déclassement de ces unités, M. Mitchell a répondu que le travail effectué pour isoler les unités du reste de la centrale et achever leur mise à l'état d'arrêt sûr est censé se terminer à l'automne 2010. Les deux unités ont été déchargées de tout leur combustible et elles seront séchées sous vide prochainement. Elles demeureront dans un état appelé « état d'arrêt garanti » (avec le combustible déchargé) jusqu'au déclassement de la centrale Pickering à une date ultérieure. M. Hanbridge a indiqué que les fonds mis de côté par OPG pour le déclassement de la centrale et la manutention du combustible irradié s'élevaient à 9,7 milliards de dollars à la fin de juin 2009 (10,2 milliards de dollars à la fin de l'exercice).

Les quatre réacteurs de la centrale Pickering B fonctionnaient de manière sûre depuis leur mise en service en 1983. M. Mitchell a indiqué que l'unité 6 se classait au cinquième rang en 2008 pour ce qui est des antécédents en matière de sûreté de l'exploitation des réacteurs CANDU à l'échelle mondiale (les trois premiers rangs étaient occupés par des unités de la centrale Darlington). En juin 2008, le permis d'exploitation de la centrale Pickering B a été renouvelé par la CCSN pour une durée de cinq ans.

Remise à neuf des centrales Pickering B et Darlington

En juin 2006, OPG a reçu l'instruction d'entreprendre des études de faisabilité portant sur la remise à neuf de ses unités nucléaires actuelles, notamment une

[28] Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-586.

évaluation environnementale de la remise en état des quatre unités de la centrale Pickering B, et d'amorcer le processus d'obtention des approbations fédérales pour la construction de nouvelles unités nucléaires sur un site existant.

Au début de l'an dernier (le 26 janvier 2009), la CCSN a approuvé l'évaluation environnementale de la remise à neuf des quatre unités de la centrale Pickering B en concluant que le projet de prolongation de la durée de vie de cette centrale n'est pas susceptible d'entraîner des « effets négatifs importants sur l'environnement, compte tenu des mesures d'atténuation indiquées[29] ».

La SEP a dit au Comité qu'OPG devrait être autorisée à remettre à neuf les centrales nucléaires Pickering B et Darlington.

Le 16 février 2010, OPG a annoncé qu'elle procéderait à une planification de la réfection à mi-vie de la centrale Darlington. Selon M. Mitchell, bien que 2018 soit la « date nominale » de la (fin de la) durée de vie utile de la centrale, le date véritable dépend des résultats réels, lesquels sont très bons jusqu'à maintenant. Le communiqué du 16 février 2010 annonçait en outre que la société ne procéderait pas à la remise à neuf de Pickering B. OPG investira plutôt 300 millions de dollars pour prolonger la durée de vie de Pickering B jusqu'en 2020, alors qu'elle amorcera le processus de déclassement[30].

Darlington "B"

En septembre 2006, OPG a présenté à la Commission canadienne de sûreté nucléaire une demande de permis afin de préparer un site pour

> la construction et l'exploitation de nouveaux réacteurs nucléaires (jusqu'à quatre) sur le complexe nucléaire de Darlington. Ces réacteurs produiraient environ 4 800 MW d'électricité distribuée au moyen du réseau de distribution d'électricité de l'Ontario[31].

---

[29] OPG, *Pickering B Refurbishment Study: Overview*. Page Web http://www.opg.com/power/nuclear/pickering/pickB_overview.asp consultée le 2 mars 2010.

[30] OPG, « Annonce d'une stratégie d'investissement dans les centrales nucléaires de la région de Durham », *Communiqué*, 16 février 2010. Page Web http://www.cna.ca/french/pdf/media_room/OPG-16fevrier-10.pdf consultée le 2 mars 2010.

[31] CCSN, *Ontario Power Generation – Proposition de construction et d'exploitation de nouvelles centrales nucléaires*, page Web http://www.nuclearsafety.gc.ca/fr/ea/ealist/ongoing/ontario/EA_07_05_29525.cfm consultée le 2 mars 2010.

En mars 2008, le ministre fédéral de l'Environnement, John Baird, a accepté l'avis de la CCSN et renvoyé l'évaluation environnementale de la proposition d'OPG à une commission d'examen conjointe (plutôt que d'exiger un examen complet, qui est un processus plus long).

Le 16 juin 2008, le ministre de l'Énergie, Gerry Phillips, a annoncé le choix du site de Darlington pour la construction de la nouvelle centrale nucléaire de l'Ontario. La construction d'une centrale Darlington B créerait 3 500 emplois directs dans le domaine de la construction et du génie et 1 000 autres emplois à long terme après la mise en service de la centrale.

Parallèlement à l'annonce du choix du site de Darlington, la phase 2 du processus de demande de propositions pour la construction d'une centrale nucléaire comptant deux réacteurs a également été annoncée. Trois entreprises ont été invitées à soumettre une proposition pour la Phase 2 : AREVA NP, Énergie atomique du Canada limitée (EACL) et Westinghouse Electric.

Le 29 juin 2009, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure, George Smitherman, a indiqué que le gouvernement suspendait le processus d'approvisionnement concurrentiel visant la construction de nouveaux réacteurs à Darlington. D'après le communiqué, une seule entreprise (EACL) répondait aux critères de la demande de propositions, mais « les inquiétudes au sujet des coûts et l'incertitude autour de l'avenir de la société empêchent l'Ontario de poursuivre le processus d'approvisionnement pour le moment[32] ». Le ministre a indiqué que le gouvernement demeurait engagé envers une « énergie nucléaire sans émission », mais n'a fourni aucune information quant au lancement éventuel d'un nouveau processus de demande de propositions.

M. Mitchell a dit au Comité qu'OPG poursuivait le travail nécessaire pour exécuter une évaluation environnementale et le processus de demande de permis afin de préparer le site, « sans égard à la technologie ». Il s'est dit confiant qu'OPG pourra exploiter pleinement un réacteur CANDU ou tout autre type de réacteur (p. ex., un réacteur à eau claire) sur le site. En réponse à une question du Comité, OPG a indiqué qu'elle avait consacré jusqu'à maintenant 57,3 millions de dollars au projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire.

Le communiqué de février 2010 qui annonçait les plans d'OPG pour Darlington et Pickering B concluait en soulignant qu'OPG

---

[32] Ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure, « L'Ontario suspend le projet d'approvisionnement en énergie nucléaire », *Communiqué*, 29 juin 2009.

> continuera d'effectuer les travaux à l'appui de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Darlington. En parallèle aux activités se rapportant aux investissements annoncés [pour la réfection], elle poursuivra l'évaluation environnementale et les travaux relatifs au permis de choix de l'emplacement en prévision de cette nouvelle centrale[33].

La SEP a recommandé d'autoriser OPG à construire une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Darlington.

L'évolution de la situation dans le marché de l'électricité de l'Ontario fait en sorte qu'il est peut-être moins urgent de procéder à la construction d'une nouvelle centrale nucléaire. Le 23 juillet 2009, Bruce Power a annoncé qu'elle retirait ses demandes de construction de nouveaux réacteurs sur le site de Bruce et à Nanticoke et qu'elle se concentrera plutôt sur les possibilités de réfection de ses unités actuelles. Le président du conseil d'administration de Bruce Power a décrit ces décisions comme « des décisions d'affaires propres à l'Ontario qui tiennent compte de la réalité actuelle du marché[34] ».

Actifs hydroélectriques

OPG exploite 65 centrales hydroélectriques et 240 barrages répartis dans 25 réseaux hydrographiques; leurs capacités de production se situent entre 1 MW et plus de 1 400 MW. Grâce à l'augmentation du débit d'eau dans la plupart des rivières, OPG a produit 36,2 TWh d'énergie hydroélectrique en 2009, soit un peu moins que la production de 36,8 TWh de 2008, qui était la plus élevée de ce secteur d'activité depuis 1979. Cette constance de la production hydroélectrique est remarquable compte tenu de la baisse de 15,3 TWh de la production globale d'OPG en 2009.

---

[33] OPG, « Annonce d'une stratégie d'investissement dans les centrales nucléaires de la région de Durham », *Communiqué*, 16 février 2010.

[34] Bruce Power, « Bruce Power to focus on additional refurbishments at Bruce A and B, » *Communiqué*, 23 juillet 2009. Page Web http://www.brucepower.com/pagecontent.aspx?navuid=1212&dtuid=84013 consultée le 25 août 2009.

Tableau 3 : Données sur la production hydroélectrique dans le Nord de l'Ontario (2008)

	Groupe de centrales du Nord-Ouest	Groupe de centrales du Nord-Est	Groupes du Nord TOTAL	Tous les groupes de centrales
2008				
Puissance (MW)	669	1 316	1 985	6 963
Coût (en millions)	106,5 $	129,2 $	235,7 $	836,7 $
Production (TWh)	4,89	5,11	10,0	36,4
Déversements liés à la production de base excédentaire (TWh)	0	0	0	0,07
2009				
Puissance (MW)	684	1 312	1 996	6 944
Coût (en millions)	108,7 $	118,9 $	227,6 $	849,6 $
Production (TWh)	4,62	4,74	9,36	36,2
Déversements liés à la production de base excédentaire (TWh)	0,14	0,17	0,31	0,6

Remarque : Les coûts comprennent les charges liées au combustible, l'exploitation, la maintenance et l'administration, l'amortissement ainsi que l'impôt foncier et les impôts sur le capital.

Source : OPG, *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Déversements liés à la production de base excédentaire

La capacité d'OPG à tirer parti de ses actifs de production hydroélectrique est limitée par la capacité du réseau de transport à acheminer l'électricité entre son lieu de production et le lieu de la demande. Le déclin des industries forestières dans le Nord de l'Ontario a entraîné des périodes régulières de production excédentaire. D'après la documentation fournie par OPG à la demande du Comité, il y a eu des déversements liés à la production de base excédentaire plus élevés qu'à l'habitude en 2009 tant dans le groupe des centrales du Nord-Est que dans celui des centrales du Nord-Ouest en raison des niveaux d'eau plus élevés qu'à l'habitude et de la faible demande d'électricité[35]. Les données transmises par OPG à la demande du Comité sont résumées dans le Tableau 3 (ci-dessus).

[35] Un « déversement » s'entend de l'eau libérée dans les centrales hydroélectriques sans qu'il y ait production d'électricité et correspond au potentiel d'énergie (et de revenus) abandonné. Quand le déversement est provoqué parce que la demande est insuffisante pour utiliser l'énergie qui serait produite, on peut le considérer comme une mesure de l'« excédent » hydroélectrique.

M. Mitchell a informé le Comité qu'OPG, en plus de produire de l'hydroélectricité, contrôle 24 réseaux hydrographiques de la province selon les lignes directrices du ministère des Richesses naturelles.

Tableau 4 : Centrales hydroélectriques d'OPG

Centrales de pointe	Centrales au fil de l'eau			
Sir Adam Beck	Decew Falls ND1	Wawaitin	Auburn	McVittie
Arnprior	Decew Falls NF23	Hound Chute	Big Chute	Merrickville
Barrett Chute	Sir Adam Beck I	Indian Chute	Big Eddy	Meyersberg
Mountain Chute	Sir Adam Beck II	Aguasabon	Bingham Chute	Nipissing
Stewartville	Otto Holden	Alexander	Coniston	Ragged Rapids
Abitibi Canyon	Des Joachims	Cameron Falls	Crystal Falls	Ranney Falls
Otter Rapids	Chenaux	Caribou Falls	Elliot Chute	Seymour
Lower Notch	Chats Falls	Ear Falls	Eugenia Falls	Sidney
Little Long	R. H. Saunders	Kakabeka Falls	Frankford	Sills Island
Harmon	Calabogie	Manitou Falls	Hagues Reach	South Falls
Kipling	Lower Sturgeon	Pine Portage	Hanna Chute	Stinson
	Matabitchuan	Silver Falls	Healey Falls	Trethewey Falls
	Sandy Falls	Whitedog Falls	High Falls	
	Smoky Falls	Lac Seul	Lakefield	

Source : OPG, *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Le Tableau 4 énumère les centrales hydroélectriques de « pointe » et les centrales « au fil de l'eau » d'OPG. OPG explique comme suit la différence entre ces deux types de centrale :

> Une centrale au fil de l'eau type possède un bassin de retenue de *dimensions restreintes*[36] et l'eau y passe continuellement, en tout ou en partie, par une ou plusieurs turbines. L'eau inexploitée (le cas échéant) coule vers la chute ou le déversoir. Certaines de ces centrales fonctionnent en tant qu'installations de base ou intermédiaires tant pendant les heures de pointe qu'en dehors de celles-ci. [souligné dans le texte original]
> Une centrale de pointe fonctionne lorsque la demande est grande, soit habituellement le jour durant la semaine (principalement pendant les heures de pointe). Ces installations peuvent emmagasiner l'eau en dehors des heures de pointe dans leur bassin de retenue ou dans un réservoir en amont.
>
> *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010.*

[36] Un « bassin de retenue » correspond au réservoir qui se trouve immédiatement avant la prise d'eau de la centrale.

Les déversements liés à la production de base excédentaire se produisent dans les centrales au fil de l'eau.

Le Comité désirait connaître les répercussions de facteurs comme la température et la pluie sur les déversements liés à la production de base excédentaire. Dans une lettre au Comité, OPG a fait part de ce qui suit :

> OPG ne consigne pas les répercussions de facteurs comme la température et les précipitations sur la production de base excédentaire, car il n'y a pas de lien de cause à effet direct et il est difficile de mesurer ou de déterminer leurs répercussions. Il s'agit là de « facteurs parmi tant d'autres » et non de facteurs déterminants [...] Les niveaux de production de base excédentaire de l'an dernier étaient principalement imputables à la faible demande d'électricité conjuguée à une interruption aux interconnexions Ontario-New York, ce qui a miné la capacité de l'Ontario d'exporter de l'électricité sur les marchés voisins, à l'apport d'autres sources d'électricité qu'OPG et aux essais de mise en service de nouvelles centrales alimentées au gaz.
>
> *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques

En 2009, OPG a parachevé un projet visant à accroître sa production hydroélectrique; à la fin de l'exercice, plusieurs autres projets en étaient à différents stades d'avancement.

Tunnel de Niagara Falls. À l'été 2006, OPG a entrepris la construction d'un tunnel de 10,4 kilomètres en dessous de la ville de Niagara Falls afin d'augmenter l'approvisionnement en eau du complexe Sir Adam Beck, ce qui se traduira ultérieurement par l'ajout d'une production annuelle de 1,6 TWh. Au début de la construction, le projet était censé se terminer à la fin de 2009 et coûter en tout 985 millions de dollars. Le contrat d'excavation du tunnel s'élevait initialement à 600 millions de dollars et comprenait la conception et la construction d'un tunnelier (surnommé « Big Becky ») spécialement pour le projet. Or, des formations rocheuses instables rencontrées au cours du forage ont entraîné des retards considérables ainsi que la modification du tracé du tunnel.

M. Epp a expliqué au Comité différents travaux géotechniques effectués avant le début du projet tout en soulignant que les compositions rocheuses rencontrées en cours d'excavation étaient différentes de celles identifiées par l'évaluation (les évaluations) géotechnique(s). Comme l'a résumé M. Mitchell

à l'intention du Comité : « La roche ne s'est pas comportée de la façon prévue[37]. » D'après le rapport d'OPG intitulé *2009 Mid-Year Performance Report,* le tunnel devrait maintenant avoir une longueur de 10,2 kilomètres et coûter 1,6 milliard de dollars et sa construction devrait s'achever en décembre 2013[38]. D'après une mise à jour en date du 21 décembre 2009, le tunnelier a été inactif entre le 11 septembre et le 9 décembre 2009, en partie à cause d'une interruption programmée aux fins de maintenance et en partie parce qu'une section du revêtement temporaire avait cédé le 11 septembre. À la fin de l'exercice, la progression du tunnelier correspondait à 54 % de la longueur du tunnel.

Upper Mattagami et Hound Chute. La réalisation d'un projet de réaménagement sur les rivières Upper Mattagami et Montreal a commencé à l'été 2008. Le remplacement de quatre centrales sur ces sites augmentera la capacité de production, la faisant passer de 23 MW à 44 MW; les centrales sont censées être en service en avril 2011.

Lac Seul. La construction d'une centrale d'une capacité de 12,5 MW a été achevée en février 2009; elle comprend un partenariat avec la Première nation du Lac Seul, qui détient une participation de 25 %.

Au début de 2010, deux autres projets en étaient à différents stades de développement. OPG est engagée dans ce qu'elle appelle les activités de la phase de définition du développement **Lower Mattagami**; ces activités comprennent la « mise au point des estimations de coûts, la négociation d'un contrat de conception-construction, l'obtention des approbations réglementaires et la négociation d'une entente appelée « Hydroelectric Energy Supply Agreement » avec l'Office de l'électricité de l'Ontario[39]. » Le remplacement d'une centrale et l'ajout d'une nouvelle turbine dans chacune des trois autres centrales ajoutera environ 450 MW d'électricité au réseau.

Par ailleurs, un aménagement – de l'ordre de 70 à 80 MW, selon la description donnée par M. Mitchell – est prévu sur la rivière **Little Jackfish**, qui se jette dans le lac Nipigon à partir du réservoir Ogoki. M. Mitchell a dit au Comité que l'ajout de puissance de l'ordre de 500 à 550 MW des projets Lower Mattagami et Little Jackfish représente une estimation réaliste de la nouvelle capacité de production hydroélectrique au cours de la prochaine décennie.

---

[37] Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 9 septembre 2009, p. A-584.
[38] Ontario Power Generation, 2009 Mid-Year Performance Report, p. 8 (document pdf consulté le 2 mars 2010 à l'adresse http://www.opg.com/pdf/Performance%20Reports/009%20Performance%20Report%20Mid-Year%202009.pdf).
[39] OPG, « 2009 Third Quarter Financial Results », p. 4.

Le Comité a appris que deux facteurs sont essentiels à l'aménagement de nouvelles centrales hydroélectriques dans le Nord : un partenariat avec les Premières nations de l'Ontario (nous en discutons plus loin) et une capacité de transport suffisante pour acheminer l'électricité produite. La SEP a recommandé la conclusion d'une HESA (Hydroelectric Supply Agreement) standard avec OPG pour la construction de nouvelles centrales hydroélectriques.

Centrales au combustible fossile

Ontario Power Generation exploite cinq centrales alimentées au combustible fossile, soit Atikokan, Lambton, Lennox, Nanticoke et Thunder Bay; leur capacité de production combinée représente 8 177 MW. Quatre d'entre elles sont alimentées au charbon tandis que la centrale Lennox est alimentée au mazout et au gaz naturel.

Les centrales à combustible fossile d'OPG ont produit 9,5 TWh d'électricité en 2009, contre 23,2 TWh en 2008 et 29,0 TWh en 2007[40]. Cette puissance correspond à 10,3 % de la production totale d'OPG en 2009, contre 21,5 % en 2008 et 27,6 % en 2007.

La production thermique au charbon est une composante majeure de l'ensemble des sources de production d'électricité de l'Ontario; elle fournit parfois près du cinquième de l'approvisionnement en électricité de la province. La production au charbon est par ailleurs une source importante de polluants atmosphériques qui ont de graves conséquences pour la santé des personnes qui habitent dans le « bassin atmosphérique » de ces centrales, ainsi que de gaz à effet de serre. Le Tableau 5 fournit de l'information sur les émissions de gaz à effet de serre des centrales d'OPG alimentées au combustible fossile pour l'année 2008.

[40] OPG n'inclut pas dans les résultats du secteur d'activité des centrales au combustible fossile la production des centrales au gaz naturel dont elle est copropriétaire (Brighton Beach et le Portlands Energy Centre).

TABLEAU 5 : ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE D'OPG, 2008

Centrale	Production (GWh)*	Émissions de gaz à effet de serre (tonnes éq. CO_2)[41]			
		CO_2	CH_4	N_2O	Total
Atikokan	313	412 389	102	1 147	413 638
Lambton	6 544	6 375 227	989	29 140	6 405 361
Lennox	278	287 278	84	930	288 674
Nanticoke	15 329	15 413 591	3 410	10 912	15 427 913
Thunder Bay	702	827 094	100	5 673	832 867
Total :	23 166	23 315 579	4 685	47 802	23 368 453

Source : Environnement Canada, « Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre du Canada. »
* Les données sur la production ont été fournies par OPG sur demande. (1 000 GWh = 1 TWh)

En 2008, dernière année pour laquelle on dispose de données, la centrale Nanticoke était la plus grande source d'émissions de gaz à effet de serre au pays tandis que la centrale Lambton se classait au septième rang dans la liste d'Environnement Canada[42]. La contribution des centrales au charbon d'OPG aux émissions de gaz à effet de serre totales de l'Ontario en 2008 était de 34,9 % (contre 37,7 % en 2007).[43]

Les plans du gouvernement visant à éliminer la production au charbon de l'éventail des sources d'énergie de l'Ontario sont inspirés des préoccupations concernant ses répercussions à long terme sur la santé et sur l'environnement. Bien qu'une date de fermeture (2007) ait été initialement proposée, le gouvernement a par la suite approuvé la recommandation de la SIERE voulant qu'il reporte la date ciblée jusqu'à la mise en service d'une capacité de production de remplacement adéquate. L'engagement actuel, énoncé dans le Règlement 496/07 de l'Ontario (pris en vertu de la *Loi sur la protection de l'environnement*) consiste à éliminer d'ici le 31 décembre 2014 l'utilisation du charbon comme combustible pour la production d'électricité.

---

[41] CO_2 correspond au dioxyde de carbone, CH_4 au méthane et N_2O à l'oxyde nitreux. Chaque gaz à effet de serre a un temps de résidence atmosphérique moyen qui lui est propre et au cours duquel il est un agent de « forçage climatique ». Le concept de Potentiel de réchauffement planétaire (PRP) a été élaboré pour comparer le forçage climatique de différents gaz à effet de serre à celui du CO_2 (éq. CO_2).

[42] Environnement Canada, Division des gaz à effet de serre, données sur les émissions de 2007, « Tableau 3 : Sommaire des émissions de GES par installation ». Page Web http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/onlinedata/results_f.cfm?year=2008&gasorcas=gas&gas=all&cas=all&fac_name=&npri_id=&rep_comp=&location=province&prov=all&city=G10280&postal=&naics=all&submit=Submit consultée le 23 février 2010.

[43] Ces chiffres ont été calculés avec les données du Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada – voir note précédente.

Dans le cadre de son témoignage devant le Comité en février 2007, OPG avait indiqué qu'elle avait installé des systèmes de réduction catalytique sélective sur deux des huit unités au charbon de la centrale Nanticoke et que deux des quatre unités alimentées au charbon de la centrale Lambton avaient été dotées d'épurateurs-laveurs en plus de systèmes de réduction catalytique sélective. Le chef de la direction d'OPG à l'époque, M. Jim Hankinson, avait laissé entendre qu'il serait insensé du point de vue commercial qu'OPG installe du matériel antipollution sur les autres unités. Elle le ferait si l'actionnaire lui en faisait la demande, mais elle s'attendrait alors d'obtenir une compensation :

> Si on nous demandait d'installer davantage de matériel antipollution, je compterais que cette demande s'accompagne d'un moyen de paiement ou d'une source de revenus qui nous dédommagerait pour l'exécution de ce travail. Il y a donc ces deux conditions à remplir du point de vue d'OPG[44].

La directive du 15 mai 2008 de l'actionnaire exige qu'OPG limite ses émissions de CO_2 à 19,6 millions de tonnes métriques en 2009 et à 15,6 millions de tonnes métriques en 2010. Ces cibles étaient censées être atteintes par des réductions de la production au charbon, ce qui réduirait également les particules nocives (c.-à-d., les oxydes nitreux et le dioxyde de soufre) associées à la production d'électricité au charbon, mais à un degré moindre que ce que l'installation d'épurateurs-laveurs et de systèmes de réduction catalytique sélective supplémentaires pourrait permettre d'atteindre.

Le plafond de 19,6 millions de tonnes métriques de CO_2 correspondait à une production au combustible fossile estimative de 20 TWh; conformément à ce qui a été indiqué, la production réelle au combustible fossile n'atteignait que 9,5 TWh en 2009. Le Tableau 6 présente de l'information sur la production des centrales alimentées au combustible fossile.

[44] Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, 26 février 2007, p. A-438.

TABLEAU 6 : PRODUCTION AU COMBUSTIBLE FOSSILE D'OPG, PAR CENTRALE, DE 2007 À 2009

	Production (GWh)*		
Centrale	2007	2008	2009
Atikokan	641	313	133
Lambton	8 856	6 544	3 596
Lennox	790	278	122
Nanticoke	18 083	15 329	5 563
Thunder Bay	590	702	123
Total :	28 960	23 166	9 538

*(1 000 GWh = 1 TWh)

Source : *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*

Parallèlement à la directive donnée par l'actionnaire à OPG pour lui demander de limiter ses émissions de CO_2 à des niveaux cibles en 2009 et 2010, une directive a aussi été donnée à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) pour lui demander de mettre en place une « entente de soutien d'urgence]…] pour assurer le maintien de la fiabilité et de la disponibilité des centrales Lambton et Nanticoke d'OPG[45] ». Selon OPG :

> L'entente a été mise en place conformément à une résolution de l'actionnaire portant sur l'établissement d'un mécanisme de recouvrement qui permettrait à OPG de récupérer les coûts de ses centrales alimentées au charbon à la suite de la mise en œuvre de la stratégie de réduction de ses émissions de dioxyde de carbone (« CO_2 »)[46].

En 2009, le secteur de la production au combustible fossile a enregistré une perte de 99 millions de dollars, dont le calcul tient compte d'une somme de 412 millions de dollars reçue de la SFIEO en vertu du mode de recouvrement des coûts.

Bien que la récession économique et les mesures d'économie d'énergie aient réduit la demande d'électricité en Ontario, de nouvelles sources de production ont vu le jour et d'autres projets sont en cours d'aménagement. En février 2009, l'Ontario Clear Air Alliance a fait remarquer que, selon les propres calculs de la SIERE, la capacité de production installée de l'Ontario, compte non tenu des centrales au charbon, dépassait de 7 % la demande de pointe prévue pour l'été 2009; de plus, la SIERE avait prévu l'ajout d'une

[45] Ontario Power Generation, « 2009 Third Quarter Financial Results », p. 6.
[46] Ibid.

capacité de production sans charbon de 3 913 MW avant juin 2010. L'Ontario Clear Air Alliance a ainsi soutenu que la province pourrait éliminer complètement la production au charbon d'ici le 1er janvier 2010.

Dans son document intitulé *Reliability Outlook*, la SIERE attire l'attention sur trois défis qu'il est essentiel de relever pour éliminer totalement la production au charbon.

1) Une gestion prudente des activités de transport

En plus de fournir de l'énergie aux consommateurs, les centrales jouent un rôle pour assurer la viabilité du réseau de transport. La SIERE a souligné que la centrale Nanticoke remplit une fonction cruciale en fournissant la tension nécessaire au système de transport de l'électricité. D'après la SIERE,

> la perte de la production de la centrale Nanticoke conjuguée à l'augmentation de la production de la centrale Bruce A et à l'arrivée de nouvelles sources d'énergie renouvelable dans la région nécessitera l'installation de batteries de condensateurs shunt et un soutien de puissance réactive intermédiaire du site de la centrale Nanticoke[47].

2) Une infrastructure adéquate et sécuritaire pour l'approvisionnement en gaz naturel

Le secteur de l'électricité de l'Ontario dépend de plus en plus du gaz naturel comme combustible principal. La capacité de production au gaz de la province dépasse maintenant sa capacité de production au charbon et elle continue d'augmenter. Bien qu'il s'agisse d'un combustible plus propre que le charbon, le gaz naturel est tout de même un combustible fossile et il produit donc des émissions de gaz à effet de serre.

3) La remise en état et/ou le remplacement des unités nucléaires vieillissantes

La SIERE a souligné que la réalisation de l'objectif du gouvernement (énoncé dans sa directive à l'intention de l'Office de l'électricité de l'Ontario pour l'élaboration de son PREI – voir ci-dessus) qui vise à maintenir la capacité de production nucléaire de l'Ontario au niveau de 14 000 MW au cours des 20 prochaines années nécessitera de remettre en état la majorité des unités nucléaires et, fort probablement, des investissements dans des « projets de construction de nouvelles centrales ». (Se reporter à la discussion ci-dessus.)

---

[47] SIERE, *Ontario Reliability Outlook – December 2008.*

Biomasse (maximiser la valeur des actifs)

La question des coûts humains et sociaux de la fermeture des centrales alimentées au charbon est un enjeu qui ne relève pas du mandat de la SIERE. Par ailleurs, OPG a le mandat de maximiser la valeur de ses actifs pour le compte de son actionnaire. Elle effectue donc de la recherche sur l'utilisation de biomasse, comme les granules de bois, les céréales et d'autres cultures, comme source de combustible pour les centrales au charbon de l'Ontario. (La centrale Atikokan a été fermée entre le 1er décembre 2008 et le 31 janvier 2009 à la suite d'une explosion reliée à l'utilisation de biocombustible[48].)

Le 20 janvier 2009, OPG a publié une demande de déclarations d'intérêt pour l'approvisionnement de biocombustible et des services de transport dans le cadre de son « programme de développement visant à déterminer la viabilité commerciale du remplacement du charbon par de la biomasse dans les centrales au charbon actuelles[49] ». Le communiqué indique que l'appel d'offres s'applique tant « aux produits qu'aux sous-produits forestiers durables et agricoles non alimentaires ».

Différentes sources ont été suggérées pour la biomasse, notamment des granules fabriqués avec des déchets de bois ou du panic érigé, de la biofibre (le bois inutilisé provenant de la cime et des branches), de la paille de blé et du peuplier. Il reste des points à résoudre, notamment la quantité de biomasse nécessaire pour rentabiliser la production. Un rapport laisse entendre que l'énergie produite à partir de biomasse ne représente que 10 % de celle obtenue avec le charbon[50]. Selon une autre source, le panic érigé (qu'il est possible de cultiver sur des terres agricoles d'une importance marginale en temps normal) produit 95 % de l'énergie des granules de bois, soit un tiers de moins que le charbon[51]. D'après un dirigeant d'OPG, l'alimentation d'une seule unité à Nanticoke pendant un an nécessiterait 300 000 tonnes de granules[52].

Selon le rapport d'OPG intitulé *2009 Third Quarter Financial Results*, les travaux techniques visant à convertir la centrale Atikokan à la biomasse sont en cours. Le rapport indique également que

---

[48] Bryan Meadows, « Generating station back in action », *Thunder Bay Chronicle*, 10 février 2009.
[49] OPG, « OPG calls for interest in supplying biomass fuel for coal-fired power stations », *Communiqué*, 20 janvier 2009, consulté le 2 mars 2010 à l'adresse http://www.opg.com/news/releases/NewsJan20_09.pdf.
[50] Peter Gorrie, « The good and so-so of Ontario's biomass plan », *Toronto Star*, 24 janvier 2009, p. ID06.
[51] Paul Schliesmann, « Switching gears; biofuel », *Kingston Whig-Standard*, 11 avril 2009.
[52] Ibid.

> OPG discute avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure pour déterminer un mécanisme de recouvrement approprié des coûts associés à la production d'électricité à partir de biomasse. Il est nécessaire d'avoir un tel mécanisme avant qu'OPG publie une demande de propositions pour l'approvisionnement en combustible et qu'elle demande au conseil d'administration d'approuver la conversion des centrales.

M. Mitchell a dit au Comité qu'OPG a établi une cible ambitieuse, soit 2012, pour convertir la centrale Atikokan à la biomasse forestière et qu'elle étudie différentes options pour utiliser la biomasse dans d'autres centrales. Il a laissé entendre que les centrales au charbon d'OPG fournissent depuis toujours une source d'appoint rapide au système d'électricité, car contrairement aux centrales hydroélectriques, aux centrales nucléaires et aux centrales au gaz à cycle combiné,

> nous pouvons exploiter ces centrales à des niveaux d'énergie extrêmement faibles et ajouter rapidement cette production à toute la gamme de puissance[53].

La détermination d'une solution de biocombustible fructueuse permettrait à OPG de continuer à offrir au marché cette production flexible.

M. Mitchell énonce trois questions auxquelles OPG doit répondre avant de pouvoir sérieusement songer à adopter la biomasse :

> (1) Pouvons-nous le faire de façon sécuritaire? (2) Peut-on compter sur un approvisionnement de combustible suffisant? (3) Peut-on le faire de façon rentable[54]?

À une question portant sur la capacité d'OPG d'utiliser des déchets de bois comme source de combustible dans le Nord, compte tenu du grand nombre de scieries inactives, M. Sheffield a laissé entendre que l'intérêt d'OPG à l'égard des déchets de bois pourrait augmenter la viabilité de certaines scieries en leur procurant une autre source de revenus.
Interrogé au sujet de la position d'OPG quant aux usines de pâte à papier qui désirent utiliser la biomasse pour leurs propres activités de production ou de cogénération, M. Sheffield a indiqué qu'OPG dit depuis toujours qu'elle ne fera pas concurrence à l'industrie forestière pour l'utilisation de la biomasse.
À la question de savoir si OPG envisageait d'utiliser des grumes déchiquetées

---

[53] Journal des débats, p. A-575.
[54] Ibid,, p. A-582.

comme biocombustible plutôt que des déchets de bois, M. Mitchell a répondu comme suit :

> Nous ne sommes pas entrés dans le détail des méthodologies précises qui seraient utilisées pour produire le combustible. Nous nous sommes plutôt posé les questions suivantes : quel type de combustible est disponible, en quelle quantité et à quel prix[55]?

Le maire d'Atikokan, Dennis Brown, affirmant qu'OPG était un exemple en matière d'engagement social remarquable, a témoigné devant le Comité pour exhorter le gouvernement et OPG à procéder à la conversion de la centrale Atikokan pour en faire le premier producteur d'électricité à base de biomasse en Ontario. En réponse à certaines questions, M. Brown a admis qu'il serait difficile dans le contexte actuel de compter sur les déchets de bois pour alimenter la centrale tout en indiquant par ailleurs que les consultations en cours sur l'utilisation du bois dans la province pourraient peut-être contribuer à résoudre ce problème.

Le 18 mars 2010, OPG a lancé une demande de prix indicatifs pour l'approvisionnement de biomasse à base de bois – soit 90 000 tonnes par année selon les estimations – pour alimenter la centrale Atikokan. Le Comité a demandé si le lancement de cette demande signifiait qu'OPG s'apprêtait à faire une analyse de rentabilisation sur l'utilisation de biocombustible dans ses centrales alimentées au combustible fossile et si des discussions avaient eu lieu avec le gouvernement au sujet d'une méthode de recouvrement des coûts pour la conversion de ces centrales à l'alimentation ou à la coalimentation au biocombustible. OPG a répondu par écrit :

> Le lancement d'une demande de prix indicatifs par OPG le 18 mars pour l'approvisionnement en biocombustible de la centrale Atikokan représente une étape dans l'étude de la viabilité de l'utilisation de biocombustible dans les centrales thermiques.
>
> Les résultats de l'appel d'offres, conjugués aux travaux de conception détaillés sur la conversion de la centrale Atikokan et à l'élaboration d'un plan technique conceptuel pour une possible conversion d'autres centrales alimentées au charbon, lesquels sont en cours, sont nécessaires pour qu'OPG puisse élaborer des estimations valables des coûts de production à partir de la biomasse. Nous prévoyons de terminer ces estimations vers la fin de 2010.

[55] Ibid., p. A-586.

> Avant de demander au conseil d'administration d'approuver la conversion des unités, OPG doit conclure des ententes de recouvrement des coûts avec l'OEO pour la conversion des unités et pour l'électricité produite par la suite. OPG discute avec le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'émission d'une directive à l'intention de l'OEO portant sur la négociation d'une entente de recouvrement des coûts avec OPG.
>
> *Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010.*

La SEP a recommandé que le gouvernement demande à OPG de poursuivre ses travaux relatifs à la biomasse.

OPG et les Premières nations de l'Ontario

Exception faite du nouveau tunnel de Niagara, les possibilités d'aménagements hydroélectriques importants se trouvent presque toutes dans le Nord de l'Ontario et, de manière générale, sur les terres habitées par les Premières nations de l'Ontario depuis l'époque où il n'y avait même pas d'électricité dans la province. Bien que l'hydroélectricité soit considérée en général comme une « énergie verte » parce que sa production n'entraîne pas d'émissions de gaz à effet de serre ou contaminants atmosphériques, elle n'est toutefois pas sans danger pour l'environnement. Les centrales hydroélectriques modifient le tracé et le débit des cours d'eau, inondent les terres en amont dans le cadre de la création de réservoirs ou de nouveaux lacs et modifient ainsi les habitats en amont et en aval de la faune et des gens dont le mode de vie traditionnel s'inscrit dans une gérance responsable des ressources naturelles.

En général, dans le passé, on ne consultait pas les Premières nations à propos des aménagements effectués sur les cours d'eau où elles chassaient, pêchaient et trappaient et elles n'obtenaient pas une part des revenus tirés de ces projets de production d'électricité. Dans ses observations préliminaires à l'intention du Comité, le chef de la direction d'OPG, Tom Mitchell, a déclaré ce qui suit :

> À l'appui de nos activités d'aménagement hydroélectrique, nous collaborons avec les Premières nations pour établir de bonnes relations fondées sur l'ouverture, le respect et l'intérêt commun[56].

Quand le Comité lui a demandé plus de détails sur la façon dont OPG fait évoluer sa relation avec les Premières nations de l'Ontario, le président du

[56] Ibid., p. A-571.

conseil d'administration, Jake Epp, a répondu que « nous avons formé des partenariats ». Il a également fait remarquer que

> avant de pouvoir former un partenariat, il faut s'occuper du passé et, dans le cas où il existe des griefs, il faut les régler en toute franchise [...] Ainsi, dans plusieurs cas, nous avons réglé des différends. Je tiens à apporter cette précision minimale : il y a eu des contributions financières, mais je crois que la relation est plus importante que l'aspect financier[57].

Comme nous l'avons noté précédemment, la centrale du Lac Seul a été mise en service en février 2009 dans le cadre d'un partenariat conclu avec la Première nation du Lac Seul selon lequel elle détient une participation de 25 % dans la centrale.

Dans son rapport intitulé *2009 Second Quarter Financial Results* (publié le 14 août 2009), OPG fait le compte rendu suivant relativement au projet de Lower Mattagami :

> un accord global a été négocié avec une Première nation locale en règlement de griefs attribués à la construction ainsi qu'à l'exploitation et à la maintenance subséquentes des installations d'OPG dans la région. Grâce à ce nouvel accord, la Première nation pourra acquérir une participation de 25 % dans le projet[58].

À une question portant sur la possibilité de conclure ultérieurement d'autres partenariats avec les Premières nations, M. Mitchell a fait référence au projet de Mattagami ainsi qu'à l'aménagement à Little Jackfish. Il a aussi fait remarquer que

> nous serions certainement intéressés et sommes en fait intéressés à évaluer d'autres projets pour lesquels nous pourrions nous associer de nouveau aux Premières nations. Je crois que notre imagination et le nombre d'emplacements potentiels sont probablement les seules limites[59].

Le Comité a également entendu le témoignage de deux représentants de la Première nation du Lac Seul (PNLS) : le chef Clifford Bull et Chris Angeconeb, qui faisait partie de l'équipe de négociation de la PNLS.

---

[57] Ibid., p. A-574.
[58] OPG, « *2009 Second Quarter Financial results* », *Communiqué*, 14 août 2009, p. 4.
[59] Compte rendu des audiences du Comité, *Journal des débats*, p. A-575.

Le chef Bull a parlé de la fierté éprouvée par la PNLS relativement à son association avec OPG dans la centrale du Lac Seul et de son enthousiasme devant la constatation que « la Première nation commençait enfin à profiter des avantages économiques du projet[60]. » Il a également remercié le gouvernement d'avoir changé la relation négative qui existait auparavant entre la PNLS et OPG (et avant cela, avec Ontario Hydro). Il a indiqué que la PNLS est très désireuse de prendre part à l'aménagement d'autres sites avec OPG.

Par ailleurs, tant le chef Bull que M. Angeconeb ont fait remarquer qu'il avait fallu que la PNLS obtienne une injonction du tribunal pour amener OPG à négocier. Au départ, les négociations visaient à régler des griefs reliés à des aménagements antérieurs sur des sites situés sur les territoires de la PNLS. L'accord de règlement que les parties ont fini par conclure comprenait un fonds de bourses d'étude, la présentation d'excuses de la part d'OPG à la PNLS, la possibilité pour la PNLS d'acquérir une participation de 25 % dans la nouvelle centrale et un règlement financier de 11 millions de dollars (dont une partie a servi à l'acquisition de la participation de 25 % dans la centrale du Lac Seul – Obishikokaang Waasiganikewigamig)[61].

Les deux représentants de la PNLS ont parlé du fait qu'OPG n'était disposée à céder qu'une participation de 25 % dans le projet alors qu'une participation à parts égales serait un « partenariat véritable ». D'ajouter le chef Bull :

> OPG était peu disposée à envisager une structure de société en commandite, qui est une structure juridique courante et reconnue dans l'industrie. Elle privilégiait une structure basée sur des redevances[62].

Il a en outre laissé entendre que l'accord s'accompagnait de restrictions, « compte tenu du désir de ne pas créer de précédent pour des négociations futures avec les Premières nations[63] ».

D'après M. Angeconeb, les négociations étaient censées durer de six à huit mois, mais il a fallu deux ans pour les mener à bien. Il a laissé entendre que les Premières nations, en général, n'ont pas l'expertise juridique et technique

---

[60] Ibid., p. A-608.
[61] D'après l'information reçue d'OPG : « La valeur de l'actif de la centrale du Lac Seul se compose de diverses catégories d'actifs/composantes dont la durée de vie utile se situe entre 15 et 100 ans. La période d'amortissement moyenne pour la centrale du Lac Seul est de 50 ans. » (*Correspondance à l'intention du Comité, avril 2010*)
[62] Ibid., p. A-607.
[63] Ibid.

interne nécessaire et que l'obtention de ce genre d'expertise nécessite l'engagement de frais considérables. Le chef Bull a dit au Comité que la « complexité globale de l'accord est assez stupéfiante »; l'accord comprend en effet une bonne dizaine d'ententes distinctes et de lettres connexes[64]. M. Angeconeb a recommandé que le gouvernement fournisse une aide à cet égard aux autres Premières nations susceptibles d'emboîter le pas à la PNLS[65].

Le Comité a été informé que du financement est maintenant disponible dans le cadre du Programme de soutien au développement des compétences en consultation de base du Fonds pour les nouvelles relations mis en place par le ministère des Affaires autochtones. Le programme « vise à aider les collectivités des Premières nations et des Métis à acquérir des compétences fondamentales en matière de consultation et de participation afin de pouvoir mieux interagir avec les pouvoirs publics et le secteur privé sur les questions touchant les terres et les ressources »[66].

Orientations futures pour OPG

Trois intervenants qui ont témoigné devant le Comité ont parlé des orientations stratégiques qu'OPG pourrait prendre à moyen et à long terme. Ces orientations portaient en grande partie sur l'évolution de l'éventail de sources d'approvisionnement en Ontario et sur le fait de savoir en quoi cette évolution pourrait influencer les décisions que prendra OPG ou être influencée par celles-ci.

La Society of Energy Professionals, qui représente les professionnels du secteur de l'électricité, y compris toutes les sociétés qui ont succédé à Ontario Hydro et la Commission de l'électricité de l'Ontario, a soumis le plus grand nombre de recommandations, entre autres, celle de donner à OPG les moyens de relever ses défis sur le plan démographique et de mieux mobiliser ses employés. L'Association canadienne du gaz et l'Association des industries CANDU ont fait des présentations accompagnées de recommandations propres à leurs secteurs respectifs.

Gaz naturel

Le remplacement du charbon par le gaz naturel comme principale source de combustible fossile pour l'approvisionnement en électricité de l'Ontario a été souligné, de même que la copropriété par OPG des centrales au gaz Brighton

---

[64] Ibid.
[65] Ibid., p. A-609.
[66] Ministère des Affaires autochtones de l'Ontario, « Fonds pour les nouvelles relations », page Web http://www.aboriginalaffairs.gov.on.ca/francais/policy/nrf/nrf.asp consultée le 8 avril 2010.

Beach et Portlands Energy Centre. L'Association canadienne du gaz a témoigné devant le Comité pour soutenir que « le gaz naturel est un élément important et nécessaire qui permet à OPG de s'acquitter de son mandat », c'est-à-dire produire de l'électricité « sécuritaire, propre, durable et écologique », soit toutes des caractéristiques du gaz naturel[67].

En renseignant le Comité sur les investissements faits par les principales entreprises de distribution du gaz pour servir le secteur de la production d'énergie au gaz naturel et en décrivant les améliorations technologiques qui ont grandement augmenté les réserves estimatives de gaz naturel disponible pour la combustion, l'Association a conclu « qu'OPG devrait continuer d'élargir en toute confiance son parc de centrales alimentées au gaz »[68].

Quand le Comité a demandé à OPG de faire part de ses commentaires sur l'effet de la croissance de l'approvisionnement en gaz naturel, M. Epp a lancé une mise en garde en soulignant qu'une augmentation des réserves n'entraînait pas nécessairement une augmentation de leur développement (c.-à-d., l'approvisionnement), surtout si le prix du produit de base, comme ce fut le cas, est bas. M. Mitchell a laissé entendre que la coalimentation au gaz pourrait être un complément à la biomasse dans la réalimentation d'unités thermiques qui brûlaient auparavant du charbon[69].

En attirant l'attention sur le fait que le gaz naturel produit de la chaleur de façon beaucoup plus efficiente que lorsqu'on le brûle pour produire de l'électricité, un autre intervenant (de l'Association des industries CANDU) a soutenu que l'utilisation du gaz naturel pour remplacer d'autres sources de combustible représente une approche à très court terme pour gérer des questions d'approvisionnement à long terme[70].

La Society of Energy Professionals a aussi constaté ce qu'elle décrit comme « un engagement sans concession envers la production alimentée en gaz dans de nouvelles centrales ». En soulevant ce point dans le contexte de l'incertitude autour du projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire (c.-à-d., Darlington B) et de l'utilisation potentielle de biomasse dans les centrales au charbon d'OPG situées dans le sud de la province, la Society a posé les questions suivantes :

---

[67] Ibid., p. A-602.
[68] Ibid., p. A-605.
[69] Ibid., p. A-587.
[70] Ibid., p. A-597.

> Sommes-nous acquis ou non à l'idée d'utiliser l'énergie nucléaire sans émissions pour fournir la majeure partie de notre énergie de base? Sommes-nous acquis ou non à l'idée d'un avenir sans production au combustible fossile? Quelle est la position d'OPG à cet égard?[71]

En réponse aux questions du Comité, les représentants de la Society ont ajouté que la production au gaz naturel « n'est pas une bonne source d'appoint pour la production de base » et a dit craindre que la production au gaz naturel fasse grimper les prix de ce combustible pour le chauffage des habitations[72].

Nouvelles centrales nucléaires

La Society of Energy Professionals a dit au Comité qu'il est essentiel d'avoir un plan de gestion du nucléaire dans lequel OPG est le pivot

> si nous nous préoccupons véritablement en Ontario de la question du changement climatique [...] si nous comptons un jour éliminer les émissions de carbone du transport routier au moyen du déploiement de véhicules hybrides électriques rechargeables [...] et si nous comptons un jour retrouver des usines de fabrication en Ontario[73].

Dans la même veine, l'Association des industries CANDU a rappelé au Comité l'importance de pouvoir compter sur une électricité fiable, abordable et relativement sans émissions produite par le parc de centrales nucléaires de l'Ontario. La stabilité de la production nucléaire permet également à « notre réseau d'accueillir des technologies populaires sur le plan écologique mais moins fiables [...] telles que les énergies éolienne et solaire ». L'Association a par ailleurs attiré l'attention sur le fait que les centrales nucléaires, du fait de leur conception, sont plus efficaces quand elles fonctionnent à plein régime et a lancé une mise en garde contre le fait de « manœuvrer [c.-à-d., diminuer la production des unités nucléaires ou les mettre à contribution ou hors contribution] le parc nucléaire principalement [...] pour manipuler les dimensions économiques des techniques de production d'électricité plus populaires sur le plan politique[74] ».

L'Association a aussi mis en relief l'avantage du fait que la production d'énergie nucléaire exige une forte main-d'œuvre : « des emplois sont effectivement créés dans la collectivité où se trouve la centrale nucléaire ». D'après l'Association,

---

[71] Ibid., p. A-589.
[72] Ibid., pp. A-592-93.
[73] Ibid., p. A-589.
[74] Ibid., p. A-597.

> L'industrie nucléaire a besoin de quantités relativement faibles de composantes labélisées de grande et de très grande qualité [...] étant donné que l'Ontario compte de nombreux fabricants de composantes pour les centrales CANDU, OPG peut satisfaire sans problème la plupart de ses besoins et arrêts de maintenance auprès des fournisseurs actuels[75].

L'Association s'est fondée sur cette observation pour soutenir que la technologie nucléaire crée une capacité locale en matière de capital intellectuel et de fabrication technique et pour mettre en lumière la perte qu'entraînerait, selon elle, l'importation « d'une technologie étrangère dans l'éventail des sources d'approvisionnement »[76].

L'Association a résumé comme suit sa position sur OPG :

> Le message principal que nous tenons à transmettre est que [...] les centrales nucléaires d'OPG apportent une contribution précieuse et durable à la santé de l'économie de l'Ontario [...] qu'OPG gère ses centrales de façon efficace [...] et qu'OPG apporte une contribution précieuse à la santé des industries nucléaires de l'Ontario et que sa contribution pourrait être encore renforcée par la construction d'une centrale canadienne à Darlington[77].

L'Association est d'avis (et en réponse à certaines questions du Comité, a réaffirmé) que le report de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Darlington exige que le gouvernement provincial et le gouvernement fédéral reconnaissent l'importance de ce projet pour les fabricants de l'Ontario et collaborent pour trouver une solution.

Énergies renouvelables

La Society of Energy Professionals a recommandé de lever la restriction qui empêche OPG de se livrer au développement de la production d'énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité (restriction que l'on trouve dans le protocole d'entente actuel entre OPG et le ministère). Plus particulièrement, la Society a recommandé d'utiliser OPG comme instrument pour développer une industrie éolienne importante qui travaillerait de concert avec ses centrales hydroélectriques de deux façons : (1) en utilisant l'énergie éolienne pour alimenter les réserves pompées durant la nuit et (2) en réduisant la production d'énergie éolienne en périodes de production excédentaire pour diminuer les

---

[75] Ibid., p. A-598.
[76] Ibid.
[77] Ibid. p. A-599.

déversements d'eau[78]. Les réserves pompées augmenteraient la capacité de production hydroélectrique durant la journée aux heures de pointe.

[78] Ibid., p. A-589.

ANNEXE A

OPINION DISSIDENTE

DES

DEPUTÉS PROGRESSISTES-CONSERVATEURS, MEMBRES DU COMITÉ

Comité permanent des organismes gouvernementaux

Opinion dissidente

Le gouvernement libéral de McGuinty n'a pas de plan énergétique à long terme pour assurer aux familles et aux entreprises de l'Ontario une électricité fiable, abordable et durable.

Les libéraux n'ont pas respecté leur engagement de réduire la dépendance de l'Ontario à l'égard des combustibles fossiles, d'investir dans l'avenir de notre secteur nucléaire, de développer un réseau intelligent, de poursuivre la recherche de sources d'énergie renouvelable et de publier le Plan du réseau d'électricité intégré dans le cadre d'un processus transparent et équitable.

Ils ont promis de « sortir la politique de l'énergie », mais ont ensuite créé l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) qui sert uniquement à ancrer la politique dans le secteur comme nous avons pu le constater à la suite des nominations politiques récentes de partisans libéraux à ces organismes, offices et commissions. Le gouvernement libéral de McGuinty a fait la démonstration que les directives ministérielles et les décisions ad hoc constituent la norme.

À cause de la mauvaise gestion des libéraux de McGuinty, les sociétés d'État comme Ontario Power Generation (OPG) ne savent pas où et quand seront affectés les efforts et les rares ressources.

Ontario Power Generation (OPG) a été créée en avril 1999 sous le gouvernement progressiste-conservateur ontarien dirigé par le premier ministre Mike Harris. Quand les libéraux de McGuinty ont assumé la gouvernance d'OPG en mars 2003, la dette de l'entreprise s'élevait à 53 millions de dollars. Depuis, la dette d'OPG a explosé et atteignait la somme astronomique de 4,1 milliards de dollars le 31 décembre 2009.

La seule constance dont a fait preuve le gouvernement McGuinty est le non-respect constant des promesses et des objectifs clés dans le domaine de la politique énergétique; de plus, il n'a ni vision ni plan à long terme véritable pour le secteur énergétique de l'Ontario.

En fait, la seule fermeture d'une centrale au charbon qui se soit produite au cours de la dernière décennie s'est faite sous le mandat d'un gouvernement progressiste-conservateur. Le 26 mars 2001, le gouvernement progressiste-conservateur de l'Ontario a annoncé une stratégie complète pour améliorer la qualité de l'air dans la province. Ce plan qui privilégiait des collectivités plus saines et un air plus sain avait été annoncé à la suite d'un examen

minutieux des centrales alimentées au charbon. Le plan imposait des plafonds d'émission stricts et exigeait que la centrale de Lakeview cesse de brûler du charbon en avril 2005.

Dans le cadre de leurs campagnes électorales de 2003 et de 2007, les libéraux de McGuinty ont promis de fermer toutes les centrales au charbon. Or, jusqu'à maintenant, les politiques de ce gouvernement n'ont entraîné aucune fermeture de ces centrales. Au cours des sept dernières années, le gouvernement libéral a reporté les échéances qu'il avait lui-même proposées pour la fermeture des usines au charbon, soit de 2007 à 2009 et maintenant à 2014.

L'une des principales recommandations énoncées par le Commissaire à l'environnement de l'Ontario (CEO) dans son rapport intitulé *Repenser l'économie d'énergie en Ontario – Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie – 2009* portait sur l'élaboration d'une stratégie complète pour favoriser l'économie d'énergie. Comme l'a affirmé le commissaire Gord Miller : « L'approche du gouvernement en matière d'économie d'énergie semble ne pas être coordonnée, elle paraît improvisée et dépourvue d'un plan clair. » Le CEO a recommandé que le ministère de l'Énergie et de l'Infrastructure agisse rapidement pour clarifier le rôle du Plan pour le réseau d'électricité intégré.

Ces exemples démontrent l'absence d'orientations de ce gouvernement pour l'avenir énergétique de l'Ontario.

Les tarifs faramineux de l'énergie et l'absence de planification à long terme depuis sept ans imposent un lourd fardeau aux familles ontariennes. À la suite de l'implantation des compteurs intelligents, de la mise en œuvre de la *Loi sur l'énergie verte* et, maintenant, de l'adoption de la taxe de vente harmonisée (TVH), le coût de la vie dans l'Ontario de Dalton McGuinty est de plus en plus élevé. La TVH va faire grimper les tarifs de 8 % tandis que la tarification horaire, qui fait en sorte que les usagers paient des prix plus élevés durant les périodes de pointe, signifiera également des factures d'électricité plus élevées pour les consommateurs.

Le caucus du Parti progressiste-conservateur de l'Ontario estime qu'il est d'une importance cruciale d'avoir un plan à long terme clair et détaillé pour garantir un secteur énergétique suffisant et durable en Ontario. Or, un tel plan n'existe pas sous le gouvernement actuel. OPG est devenue, contre son gré, la parfaite illustration du contrôle politique d'une société d'État qui a la responsabilité de fournir un service essentiel aux résidents de l'Ontario.